

INSTALACIÓN DISTRICT HEATING CON ENERGÍA SOLAR Y ALMACENAMIENTO ESTACIONAL DE CALOR

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Escuela Politécnica Superior



Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

AUTOR: **Miguel Alfonso González Mantecón**

TUTOR: **Amancio Moreno Rodríguez**

FECHA: **Febrero 2013**

A mis padres. Gracias.

Resumen.

Algunos de los objetivos de este proyecto son presentar el estado actual de los sistemas de calefacción por distrito (District Heating, DH), definir sus componentes y presentar sus distintas configuraciones. En este proyecto se lleva a cabo un estudio del comportamiento térmico que tendrá un sistema de calefacción por distrito ubicado en Madrid. Se ha desarrollado una simulación del funcionamiento partiendo de datos meteorológicos reales recogidos en el Instituto Eduardo Torroja de Arganda del Rey y se han establecido las bases del diseño de un sistema DH partiendo de la información obtenida tras el estudio del estado actual de la materia.

En un primer bloque se han calculado las necesidades energéticas de calefacción y ACS (Agua Caliente Sanitaria) para una vivienda típica de la zona de Madrid. Los resultados obtenidos se considerarán idénticos para cada una de las 25 viviendas unifamiliares que forman la urbanización objeto de estudio. Estos resultados serán la base de cálculo para el dimensionamiento del sistema térmico.

En un segundo bloque se diseña la instalación de calefacción centralizada formada por un sistema central de generación de energía térmica, un tanque de acumulación estacional de calor y un sistema de distribución de energía al consumidor. La central térmica está formada por un campo de 264 colectores solares planos encargados de absorber la radiación solar y transformarla en calor útil que será almacenado en un tanque acumulador de calor de 4500m^3 . La energía térmica se trasladará desde el sistema de captación solar hasta el acumulador a través de tuberías pre-aisladas por donde circula el fluido de transferencia de calor (agua-glicol). Será necesaria la integración de un sistema auxiliar de aporte de calor con fuente energética convencional (Gas Natural), para asegurar la demanda cuando en el acumulador no se almacene la energía necesaria a tal efecto.

El sistema de acumulación estacional consiste en un tanque térmicamente aislado y enterrado con el fin de minimizar las pérdidas de calor desde el interior donde se encuentra el material acumulador. Este material es uno de los denominados materiales de cambio de fase (PCM) que almacena energía en forma de calor latente durante su cambio de fase aprovechando las ventajas que ofrece esta tecnología de almacenamiento. El acumulador estacional estará equipado con dos intercambiadores de calor: el intercambiador de carga que transfiere el calor desde los colectores hacia el PCM, y el intercambiador de descarga, que cede calor acumulado en el material PCM hacia el fluido de trabajo destinado a satisfacer la demanda térmica de los consumidores. El aislamiento del tanque está diseñado de tal modo que la inversión en aislante no compromete la rentabilidad del proyecto durante su período de utilización.

El diseño del sistema de distribución y de subestaciones no es objeto de estudio de este proyecto, no obstante, se ha llevado a cabo un estudio del comportamiento térmico y pérdidas por metro de tubería de distribución con el objeto de que sirva como punto de partida para futuros proyectos de diseño de redes de distribución de calor.

Abstract.

Main objectives in this project are to present the current state of District Heating systems (DH), to define their main components, to study different configurations and to evaluate the implantation of this system kind of systems in Spain. On the other hand, the main objective of the present paper work is to carry out a regarding study on the thermal performance of a DH theoretically in the city of Madrid. Simulation has been developed by using actual weather data obtained at Eduardo Torroja Institute in Arganda del Rey. A design of DH system has been designed by using information obtained after the state of the art study.

In a first section, thermal demand for space heating and Hot Water was computed taking a typical Madrid house as reference. Results obtained can be used for the rest of the houses that make up the whole district which is composed of twenty-five dwelling. Overall district heat demand is used as the basis for calculation of the thermal system.

In a second section a DH is designed; this system consists of a centralized thermal plant, a long term heat storage tank and a distribution pipe line system. Thermal plant is based on a solar panels field with 258 units installed; these devices absorb the solar irradiation and transform it into thermal energy that will be stored in a 4.500 m³ heat storage tank. The energy obtained in the solar panels field will be transferred to the tank through a pre-insulated pipes system and the heat transfer fluid will be water and glycol (33,3%). Integration of a support heat system based on conventional energy source is needed in order to assure demand in the case that heat storage has not enough energy to meet the demand.

Storage system is formed by an insulated tank which is built underground in order to avoid heat losses outwardly the deposit where the heat storage material is located. This material is one of the so called Phase Change Material (PCM) that stores energy as latent heat during its phase change. This way of storing has many advantages that will be commented along the paper. Storage tank has two heat exchangers: one for transferring the thermal energy from the solar panels to the PCM (loading heat exchanger) and another one for heat transferring from PCM to the consumption line (unloading heat exchanger). Tank insulation has been designed in the way that investment in insulation materials does not endanger the profitability of the project.

Distribution pipe system is out of the scope of this project; however a thermal performance of the distribution system, including heat losses per meter of pipeline, has been carried out so it can be used as starting point for future designing projects.

Listado de figuras

Capítulo 1.

Fig. 1.1	Esquema básico de sistemas D.H.....	3
Fig. 1.2	Ejemplo de depósito acumulador de calor en construcción.....	6
Fig. 1.3	Esquema básico de subestación interior.....	9
Fig. 1.4	Campo de colectores solares en el sistema D.H de Martal en Dinamarca.....	10
Fig. 1.5	Esquema del tanque acumulador de calor diseñado en este proyecto.....	12
Fig. 1.6	Ejemplos de dos configuraciones de tanques acumuladores.....	13

Capítulo 2

Fig. 2.1	Fotografía vivienda modelo.....	16
Fig. 2.2	Detalle constructivo de paredes exteriores.....	17
Fig. 2.3	Detalle constructivo del techo.....	18
Fig. 2.4	Detalle constructivo del suelo.....	18
Fig. 2.5	Métodos de cálculo de las cargas térmicas.....	21
Fig. 2.6	Diagrama del balance térmico de la vivienda.....	22

Capítulo 3

Fig. 3.1	Componentes de la radiación solar.....	41
Fig. 3.2	Ángulos parámetros.....	43
Fig. 3.3	Desglose de la radiación difusa.....	44
Fig. 3.4	Esquema de un colector solar plano.....	47
Fig. 3.5	Esquema de un captador solar de tubo de vacío.....	48
Fig. 3.6	Esquema de funcionamiento de un concentrador solar.....	48
Fig. 3.7	Esquema de funcionamiento de un CPC.....	49
Fig. 3.8	Sección del captador plano Cao TEC.....	51
Fig. 3.9	Diagrama de pérdidas en un colector plano.....	51
Fig. 3.10	Ejemplo de montaje de colectores en tejados.....	55
Fig. 3.11	Ejemplo de montaje de colectores en el terreno.....	56
Fig. 3.12	Ejemplo de montaje de colectores en tejados de edificios públicos.....	56
Fig. 3.13	Distancia entre filas de colectores.....	57
Fig. 3.14	Esquema del circuito primario de la instalación D.H.....	58

Capítulo 4

Fig. 4.1	Comportamiento térmico de un material de cambio de fase.....	68
Fig. 4.2	Almacenamiento de energía en por calor latente para temperaturas entre 20 y 80°C.....	69
Fig. 4.3	Otras aplicaciones de los materiales de cambio de fase.....	69
Fig. 4.4	Aspecto del material PCM Climcel C48.....	72
Fig. 4.5	Acumulador de calor diario.....	74
Fig. 4.6	Tanque de almacenamiento de calor en construcción.....	75
Fig. 4.7	5Pozo de almacenamiento de calor en construcción.....	76
Fig. 4.8	Esquema del sistema de acumulación de calor basado en <i>boreholes</i>	76

Fig. 4.9	Esquema del sistema de acumulación de calor basado en acuíferos.....	77
Fig. 4.10	Esquema del tanque de almacenamiento estacional de calor en Hamburg ...	79
Fig. 4.11	Composición de la pared del tanque acumulador.....	8
Fig. 4.12	Aislamiento térmico con lana de roca.....	8
Fig. 4.13	Curvas de coste en aislamiento.....	8
Fig. 4.14	Esquema del balance térmico en el tanque acumulador.....	92

Capítulo 5

Fig. 5.1	Trazado ramificado en redes de distrito.....	102
Fig. 5.2	Trazado en malla de redes de distrito.....	102
Fig. 5.3	Distribución de grupos de tuberías de redes de distrito.....	103
Fig. 5.4	Detentor.....	104
Fig. 5.5	Arqueta de inspección.....	104
Fig. 5.6	Sistema de detección de fugas.....	105
Fig. 5.7	Variantes de tubos <i>UPONOR</i>	107
Fig. 5.8	Esquema del circuito primario de la instalación con tubos <i>UPONOR</i>	107
Fig. 5.9	Esquema de instalación DH con tubos <i>UPONOR</i>	108
Fig. 5.10	Esquema de instalación de distribución de ACS propuesto.....	109
Fig. 5.11	Instalación de tubos flexibles preaislados.....	110
Fig. 5.12	Condiciones de enterramiento de tubos flexibles <i>UPONOR</i>	110
Fig. 5.13	Diagrama de tubería enterradas.....	112
Fig. 5.14	Tabla de características pre aisladas	114
Fig. 5.15	Sección de tubería pre aislada convencional.....	115
Fig. 5.16	Disposición de tuberías enterradas.	116

Índice

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Justificación y objetivos del proyecto.....	2
1.2 ¿Qué es la calefacción por distrito?.....	3
1.3 Elementos de un sistema D.H.....	4
1.4 Descripción del proyecto.....	10
2. CÁLCULO DE LA DEMANDA TÉRMICA.....	15
2.1 Descripción de la vivienda modelo.....	16
2.2 Cálculo de las cargas térmicas.....	19
2.3 Cálculo de la demanda térmica de calefacción.....	29
2.4 Demanda térmica para ACS.....	36
3. SISTEMA DE CAPTACIÓN SOLAR.....	39
3.1 La radiación solar	40
3.2 Sistema de colectores solares	46
3.3 Análisis energético de los captadores solares.....	59
4. ALMACENAMIENTO DE CALOR Y MATERIALES DE CAMBIO DE FASE.....	67
4.1 Introducción.....	68
4.2 Materiales de cambio de fase.....	68
4.3 Tanque acumulador	73
4.4 Diseño del acumulador de calor	77
4.5 Datos técnicos del acumulador de calor.....	91
4.6 Actuaciones del sistema acumulador.....	96
5. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	101
5.1 Redes de distribución.....	102
5.2 Elementos principales de la red de distribución	104
5.3 Diseño de las tuberías.....	106
5.4 Características energéticas del sistema de distribución	111
6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	125
7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	127
8. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	133

9. ANEXOS.

Anexo A: Ficha técnica de los colectores solares.

Anexo B: Ficha técnica del propilenglicol.

Anexo C: Ficha técnica del PCM

Anexo D: Diagrama de temperaturas en el acumulador de calor.

Anexo E: Ficha técnica de aislante.

10. PLANOS.

TFG.01: Planta de la vivienda modelo.

TFG.02: Esquema de la red D.H.

TFG.03: Acumulador de calor.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación y objetivos del proyecto.

La necesidad de implantación de sistemas térmicos basados en energías renovables es la motivación principal de este estudio. La energía térmica destinada a satisfacer las necesidades de calefacción y ACS supone alrededor de un 50% de la demanda energética total del sector residencial, así pues, la integración de instalaciones térmicas solares para satisfacer la totalidad o parte de la demanda térmica de calefacción, es un interesante campo de desarrollo e implantación de nuevas tecnologías.

Los sistemas de calefacción por distrito suministran el calor necesario para satisfacer la demanda energética de calefacción de un grupo de viviendas que forma una urbanización, barrio o distrito, desde una planta central de generación térmica central y un sistema de tuberías de distribución del calor. El suministro de calor desde una fuente central no es una idea nueva. Ya en tiempos de los romanos existían en Pompeya canales abiertos donde circulaba agua caliente destinada a suministrar calefacción a los edificios y baños.

Hoy en día la integración de fuentes de energías no convencionales en sistemas de calefacción de distrito se está desarrollando más exhaustivamente en países del norte de Europa, la contribución de este tipo de energía proviene, principalmente de sistemas geotérmicos, solares y de calor residual procedentes de otros procesos industriales.

Por sus condiciones climáticas, España es un buen escenario para el desarrollo de instalaciones DH basados en energías renovables, especialmente de energía solar. La tecnología solar en España se encuentra bastante desarrollada. La calefacción por distrito, especialmente aquellos de nueva construcción es una tecnología a explotar por empresas energéticas con apoyo de los gobiernos central y autonómico.

De manera esquemática, los objetivos de este proyecto de fin de grado son:

- Introducir el estado actual de las tecnologías de redes de distrito en Europa, presentar sus elementos generales, diferentes configuraciones para los subsistemas de obtención de energía, de almacenamiento de calor y de distribución térmica a los consumidores.
- Valorar, a partir del estudio térmico, la posibilidad de implantación de un sistema de calefacción de distrito residencial en España. Para este fin se lleva a cabo un pre-diseño de los componentes térmicos del sistema de calefacción a partir de una simulación basada en datos meteorológicos y de demanda reales obtenidos en el Instituto Eduardo Torroja de Arganda del Rey (Madrid).
- Análisis de pérdidas de calor en el sistema de tubos de distribución y comparación energética entre un sistema de tuberías pre aislada convencionales y un sistema de basado en tubos flexibles del fabricante UPONOR.

Los resultados obtenidos en este trabajo se pueden usar como datos de partida para otros proyectos más concretos, pues este trabajo tiene un marcado carácter general.

1.2 ¿Qué es la calefacción de distrito?

La calefacción de distrito o calefacción urbana, a partir de ahora DH (*de sus iniciales en inglés Distrit Heating*), es un sistema de calefacción de grandes dimensiones pensado para abastecer la demanda de térmica de calefacción y de Agua Caliente Sanitaria (ACS) de un núcleo urbano (ciudad, distrito, urbanización...).

Los sistemas DH centralizados son básicamente un sistema de tuberías que permite conectar una central de generación térmica que produce calor, dicho calor es canalizado a través de un sistema de tuberías aisladas térmicamente hasta llegar a los consumidores. Los mayoría de los sistemas DH actuales obtienen el calor desde centrales de cogeneración, aunque las nuevas tendencias apuntan hacia el empleo de energías renovables como la biomasa, la energía solar o incluso el calor residual de otros procesos industriales (plantas eléctricas de energía nucleares, incineradoras de residuos urbanos...) como origen del foco térmico.

Los usuarios de DH pueden ser viviendas, edificios comerciales, edificios públicos, etc. La energía generada en la central térmica se distribuye hasta los usuarios mediante un conjunto de tuberías térmicamente aisladas, generalmente subterráneas, a través de un fluido que puede ser vapor o agua caliente.

Podemos concluir por tanto, que una red de distrito de calor es un entramado de tuberías aisladas térmicamente mediante el cual se distribuye energía térmica desde una central de generación hasta un conjunto de consumidores.

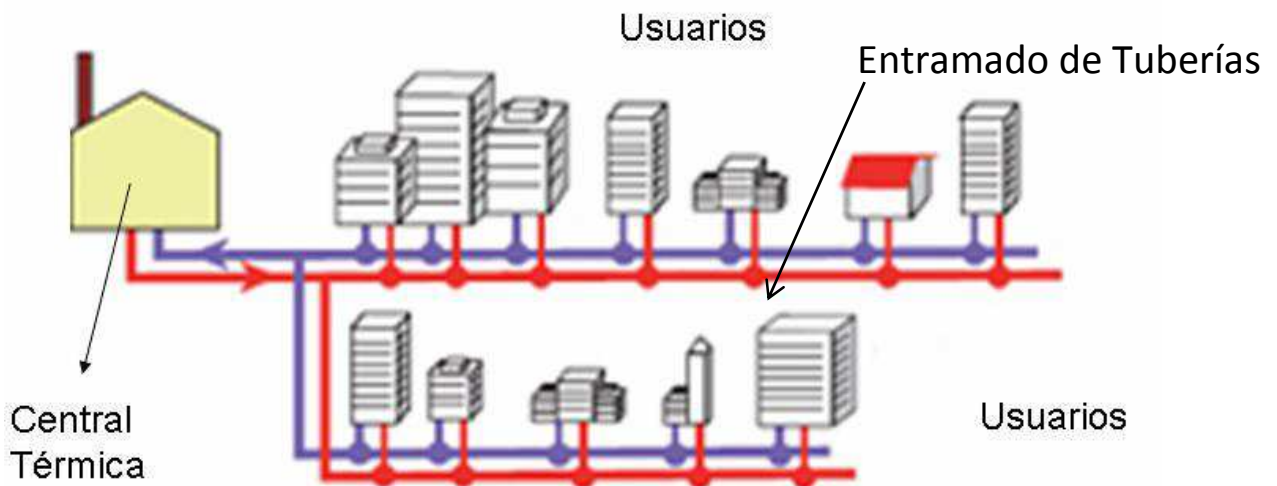


Fig.1.1 Esquema básico de un sistema de calefacción de distrito: el sistema de tuberías transporta la energía térmica desde un foco térmico centralizado hasta los puntos de consumo y retorna formando en ciclo cerrado, a la central térmica, donde es nuevamente calentado.

1.3 Elementos de un sistema de DH.

Existen una serie de elementos comunes que comparten todas las redes de distrito y que son:

- Central de generación térmica.
- Red de tuberías de distribución.
- Subestaciones de conexión con los consumidores.

Central de generación térmica

Las centrales de generación de energía térmica se diseñan para satisfacer la demanda de calefacción. El tipo de central depende del combustible y tecnología utilizados y de la ubicación escogida. Para los sistemas DH de tipo residencial lo ideal sería que la energía térmica se obtenga del calor residual de centrales existentes o de nueva construcción en las que se pueda aprovechar calor residual.

En la actualidad, se tiende a combinar la fuente térmica primaria con otras fuentes de energía disponibles. Generalmente con fuentes renovables entre las que destacan la biomasa, la energía solar o la geotérmica, esto se debe a la fácil integración de este tipo de fuentes energéticas en sistemas centralizados.

Los componentes principales de una central de generación térmica son:

a) Fuente de energía.

Pueden ser de tipo convencional o energías renovables.

- De tipo convencional:

Se denominan fuentes de energías convencionales a aquéllas que tienen un su origen en un combustible fósil o son de derivados de éstos:

_Gas natural: El gas natural es el nombre con el que se denomina el gas compuesto principalmente por metano, en un porcentaje superior al 90%, mezclado con otros gases como el etano, el propano, el butano, el pentano, el hexano, el nitrógeno y el dióxido de carbono. Actualmente hay una gran red de distribución de gas natural en las redes urbanas y, dentro de los combustibles convencionales, es el que menos emisiones ocasiona.

_Propano: El gas propano es un subproducto resultante de la producción de gas natural y del proceso de refinado del petróleo. Tiene un poder calorífico muy elevado. Se suele suministrar en botellas o en camiones cisterna para rellenado de depósitos fijos. Suele ser una opción válida para la realización de sistemas en emplazamientos donde no llega el suministro de gas canalizado y que se opta por este tipo combustible.

_Butano: El butano se obtiene de la destilación del petróleo. En su composición comercial como gas butano contiene propano, isobutano y etano. Tampoco se distribuye de forma canalizada, por lo que su distribución se realiza a través de bombonas o camiones para llenado de depósitos fijos. Suele ser una opción válida para la realización de sistemas en

emplazamientos donde no llega el suministro de gas canalizado y que se opta por este tipo combustible.

_ Gasóleo: Es un producto líquido que se obtiene también de la destilación del petróleo. No se distribuye por canalización, de forma que las calefacciones que utilizan este combustible requieren de sistemas de acumulación (depósitos). Este combustible puede ser utilizado como combustible de respaldo en las centrales DH de calefacción.

_ Electricidad: La electricidad es la fuente energética más común actualmente, si excluimos el sector del transporte. La generación de electricidad en centrales eléctricas procede de una amplia diversidad de combustibles, las centrales nucleares, las hidroeléctricas y, desde hace unos años y en una proporción muy importante, las energías renovables como la eólica, la fotovoltaica y, cada vez más, la termoeléctrica. En los sistemas de calefacción de distrito, la electricidad se utiliza para alimentar todos elementos auxiliares como son las bombas, las válvulas de control y el control general del sistema.

- o De tipo renovable:

En la actualidad, los esfuerzos por reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera han potenciado la integración de las energías renovables en los proyectos de DH. Estas fuentes tienen un impacto nulo sobre las emisiones de CO₂ durante la generación de energía, además su inclusión en redes de distrito reduce la relación TmCO₂/MWh, que es un indicador del impacto ambiental de la instalación. Algunas de las fuentes de energía renovable más utilizadas en el diseño de sistemas DH son:

_ Solar: la energía térmica solar es, junto con la energía geotérmica, la fuente de energía renovable que más se presta a incluirse en los proyectos de redes de distrito, ya que es la fuente de energía base de este proyecto DH, será comentada más extensamente en los apartados siguientes.

_ Geotérmica: Se trata de aprovechar la energía térmica del interior de la corteza terrestre. Podemos distinguir dos tipos de energía geotérmica:

_ Energía de alta entalpía: Se aprovecha directamente el calor del suelo para generar energía térmica. No es posible obtener energía térmica en cualquier lugar que se desee, pero en las zonas en las que sí se puede, podemos encontrar gradientes geotérmicos caracterizados por una temperatura relativamente baja (no superior a 100°C) a unas profundidades bastante accesibles que resultan en un proyecto atractivo en términos de rentabilidad.

_ Energía de baja entalpía: No se utiliza directamente para generar energía pero sí sirve para acumular calor durante largas temporadas. En este tipo de sistemas se utilizan bombas de calor que aprovechan la estabilidad térmica del suelo para incrementar su rendimiento, así en invierno absorben calor del subsuelo y lo ceden al recinto mientras que en verano, el subsuelo sirve como foco frío donde se cede el calor del recinto; de este modo, el balance anual de energía del terreno es casi neutro.

_ Biomasa: no contribuyen al aumento de CO₂ en la atmósfera, porque sus emisiones están dentro del ciclo natural de este gas de efecto invernadero. Además, es una tecnología renovable de la que se puede tener un cierto control de la disponibilidad de combustible y no

tienen tanta estacionalidad como la energía solar. La energía de la biomasa se puede aprovechar de las siguientes formas:

_Biomasa leñosa: se obtiene energía térmica a partir de su combustión.

_Biogás: es un gas que se obtiene de la fermentación anaeróbica (digestión) de materia orgánica, el biogás puede utilizarse como combustible en las máquinas donde se utiliza gas natural.

_Residuales: hace referencia tanto a la recuperación de flujos térmicos residuales en procesos industriales como a los residuos sólidos urbanos que se revalorizan generando energía térmica. La mayoría de procesos industriales que queman grandes cantidades de combustible expulsan grandes cantidades de calor de baja temperatura. La recuperación de este calor residual implica la captura de calor de bajo grado, que puede ser suministrado a un sistema centralizado de distrito.

La revalorización de residuos consiste en su tratamiento obtener energía térmica mediante su combustión. Cuando los residuos consisten sobre todo en material renovable, su combustión sólo contribuye muy ligeramente a un aumento del efecto invernadero en comparación con otros combustibles convencionales.

Sistemas de acumulación.

Los equipos de almacenamiento de calor son necesarios en un sistema de calefacción DH, ya que el calor producido y el calor demandado, habitualmente no tienen lugar al mismo tiempo.

La acumulación es muy importante en el ámbito de la generación y la gestión de la energía debido a su impacto sobre la eficiencia global del sistema y a la posibilidad de dimensionado de instalaciones con menores costes y la misma capacidad de cobertura de la demanda.

Se están desarrollando grandes sistemas de almacenamiento de agua, capaces de mantener dicho fluido a una temperatura mínima durante el año, aprovechando el calor de estaciones cálidas (verano). Suelen ser grandes tanques que se encuentran total o parcialmente enterrados.



Fig.1.2 Ejemplo de un depósito de calor parcialmente enterrado de 10.000m^3 durante su construcción en la red de distrito de Marstal (Dinamarca) ref:[28]

De manera bastante generalizada podemos clasificar los sistemas de almacenamiento térmico en acumuladores sensibles, acumuladores latentes y acumuladores termoquímicos.

_ Acumuladores sensibles.

La energía térmica se almacena variando la temperatura del medio de almacenamiento, el medio suele ser agua a presión atmosférica, a esta presión el agua es capaz de almacenar energía en forma de calor sensible desde los 4°C hasta los 89°C. Si es agua presurizada, se pueden alcanzar los 130°C. Se suele utilizar mezclas de agua con arena o grava (sol/gravel water storage) para mejorar la capacidad de almacenamiento térmico.

El volumen de estos tanques no suele superior a los 5.000 litros aunque se pueden alcanzar 10.000 litros. La configuración ideal es aquella que cuenta con acumuladores estratificados, es decir verticales y estrechos con una relación altura/diámetros próxima a 2. Se pueden instalar varios tanques en función de las dimensiones de la planta. Los acumuladores estratificados tienen como ventaja un mejor rendimiento del almacenaje, así como un mejor control y aislamiento térmicos.

Los depósitos de agua son los sistemas más utilizados para acumular grandes cantidades de calor o frío. Tiene una capacidad energética de unos 1,2 kWh/m³/K. Esto implica, considerando rendimientos de acumulación del 85%, capacidades de almacenaje de calor en torno a los 35 kWh/m³.

_ Acumuladores latentes.

Se almacena energía variando la fase del medio contenido, este tipo de elementos almacenadores de calor llaman PCM (*phase change materials*) o MCF (*materiales de cambio de fase*) y se caracterizan por poder cambiar de fase de forma cíclica y reversible acumulando grandes cantidades de energía térmica con saltos térmicos pequeños cercanos a su punto de fusión / solidificación. Los materiales PCM suelen ser sales hidratadas, mezclas eutécticas de sales o parafinas.

Actualmente, la tecnología más avanzada en este tipo de acumuladores son aquéllos que contienen hielo, esta sustancia es de los PCM más eficientes y más baratos, tiene una capacidad calorífica de 334 kJ/kg, por ellos este tipo de acumuladores son bastantes compactos y bastante competitivos en muchas aplicaciones donde el espacio de almacenaje está limitado.

_ Acumuladores termoquímicos

Los acumuladores termoquímicos almacenan energía mediante reacciones físico-químicas como la adsorción. En la actualidad no está muy desarrollada su integración en sistemas de redes de distrito.

Red de distribución.

La red de distribución de un sistema DH es el entramado de tuberías y otros accesorios tales como bombas, válvulas, bypass... térmicamente aislados y que permiten transportar la energía térmica desde la central de generación hasta los consumidores.

La extensión del sistema así como la cantidad de ramificaciones dependerá de muchos factores de diseño, entre ellos la potencia de la central térmica, el número de consumidores o las pérdidas de energía durante el transporte; este último punto es muy importante a la hora de diseñar diseño de un sistema DH ya que una mala planificación en la red de distribución puede

comprometer la rentabilidad del proyecto. La red de distribución se compone, principalmente de los siguientes elementos:

_Tuberías.

Las redes de distribución de DH están formadas fundamentalmente por dos tuberías: una de impulsión y otra de retorno. Uno de los factores más importantes que se ha de tener en cuenta en el diseño del sistema de distribución es el aislamiento térmico de las tuberías con el fin de reducir al máximo las pérdidas de calor. En la actualidad se utilizan sistemas de tuberías pre-aisladas que evitan problemas ante algún eventual defecto en el aislante.

_Accesorios

Además de los tramos rectos de tuberías existe un gran número de elementos y accesorios necesario para el funcionamiento de la red de tuberías: codos, bifurcaciones en T, válvulas, aireadores, sistemas de detección de fuga... En la parte práctica de este proyecto se explicará las funciones y características de cada uno de ellos.

_Sistemas de bombeo

Existen diversas maneras de regular el caudal que circula por la tuberías, la elección de este sistema dependerá del caudal que se pretende mover, los costes de la instalación, la eficiencia o la rapidez de maniobra. Los sistemas más ampliamente utilizados en la actualidad son las válvulas de estrangulamiento, bypass en el grupo de bombeo o también, algo más sofisticado: grupos de bombeo de velocidad variable.

Instalaciones interiores

Se entienden por las instalaciones interiores las que se encuentran a partir de las bridas del circuito secundario de los intercambiadores de las subestaciones. Para la distribución de calor, cuanto menor sea la temperatura de impulsión, mejor es el rendimiento de la instalación al disminuir las pérdidas de calor de la red.

Cuando suministramos calor, es importante trabajar con temperaturas de retorno bajas para lograr saltos entálpicos elevados. De este modo se reducen los diámetros de las tuberías y las capacidades de bombeo y, por tanto, el coste de la inversión. La única desventaja de una temperatura de retorno baja en la distribución de calor, es que necesita un área de superficie del radiador o sistema emisor de mayor tamaño. Por eso, la elección de la temperatura de retorno óptima también es un compromiso entre la eficiencia y el dimensionado de tuberías y sistema de bombeo.

El intercambio de calor entre la red principal de distribución y las instalaciones se llevan a cabo en las denominadas subestaciones. En ellas se adecúa la presión, caudal y temperatura de la red de distribución a las condiciones particulares de consumo del edificio.

Las subestaciones constan de un equipo de regulación y control, un equipo de contaje y, en función del tipo de subestación, también dispone de equipos de intercambio o de almacenaje.

Existen principalmente dos tipos de subestaciones:

_Conexión directa: aquellas en las que el agua de la red de distribución entra directamente en los emisores de energía de los edificios.

_Conexión indirecta: la transferencia de calor se produce mediante un intercambiador de calor de forma que los circuitos se independizan.

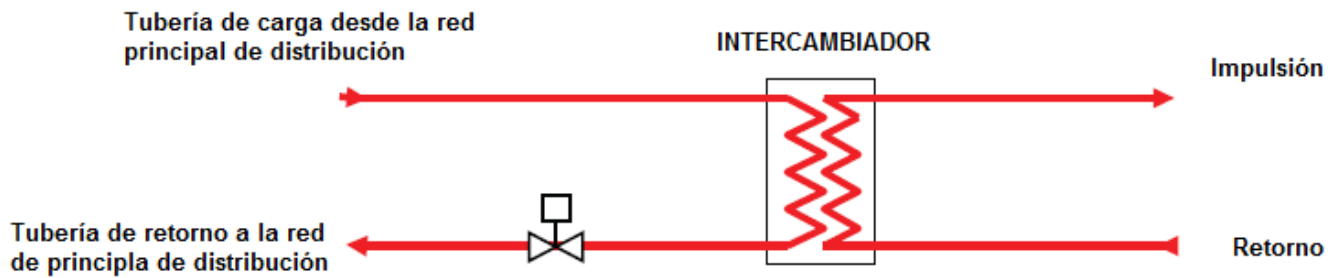


Fig 1.3 Esquema básico de subestación de tipo conexión indirecta (fuente: DISTRICLIMA)

1.4 Descripción del proyecto.

Tal y como se ha comentado, uno de los objetivos de este proyecto es el pre-diseño de un sistema de calefacción de distrito (DH) que suministra energía térmica para la calefacción de espacios de una pequeña urbanización compuesta por 25 viviendas unifamiliares de tipo chalet.

Los resultados obtenidos en este trabajo podrán utilizarse como punto de partida para posteriores proyectos más concretos, pues éste trabajo tiene un carácter general y pretende presentar un proceso a seguir para el pre diseño de los componentes del sistema DH. Por cuestiones de generalidad, supondremos que las 25 viviendas tiene idénticas características térmicas y constructivas, de esto modo el cálculo de necesidades energéticas se hará para una vivienda que denominaremos vivienda modelo y el resultado se extrapolará a un conjunto formado por 25 casas.

Siguiendo lo establecido en el capítulo 2, el sistema de calefacción estará formado por los siguientes elementos:

Central de generación.

La central de generación de energía térmica está diseñada para satisfacer la práctica totalidad de la demanda de calefacción de las 25 casas. Se trata de un campo de colectores solares planos de baja de temperatura de operación (hasta $60^{\circ}C$). Según los cálculos realizados en este trabajo el número total de colectores que satisfacen las necesidades de calefacción del conjunto de casas es de 258 captadores que ocupan una superficie neta de unos 500 m^2 .

La construcción de amplias superficies de terreno ocupadas por colectores solares no es un concepto novedoso ni mucho menos exagerado en cuanto a extensión si lo comparamos con otros sistemas de calefacción de distrito construidos en la actualidad. Como ejemplo cabe destacar el Sistema DH de la ciudad de Marstal en Dinamarca [28] formado por una superficie de captadores solares próxima a los 19.000 m^2 destinados a cubrir la demanda térmica de calefacción de unos 210 m^2 de superficie de suelo residencial.



Fig 1.4 Campo de colectores solares en el sistema D.H de Martal en Dinamarca.
(www.solarmarstal.dk)

De modo esquemático, los datos del sistema de captación solar diseñado en este proyecto se resumen en la siguiente tabla.

Tipo de colectores:	Colector plano de tubos.
Marca modelo de los colectores:	CAOTEC, Cao TLP
Número de colectores:	258
Superficie total de apertura:	469,04 m ²
Tipo de montaje:	Sobre el terreno.
Ángulo de inclinación:	40°C
Ángulo de orientación:	0°C (Hacia el Sur)
Fluido de trabajo:	Agua con etilenglicol (33,3 % concentración)
Energía útil total:	(dependiendo del año) 531.582,10 kWh/año en 2010
Fracción solar (para calefacción):	(dependiendo del año) prácticamente el 100% con acumulación estacional.

Almacenamiento térmico.

El sistema de almacenamiento térmico en este proyecto está basado en un sistema de acumulación estacional en forma de calor latente, el material que acumula el calor es el producto comercial CLIMSEL C-48, cuyas características se resumen en la siguiente tabla.

Denominación comercial	CLIMSEL C48
Empresa productora:	CLIMATOR (Suecia)
Tipo de PCM:	Inorgánico (Sal hidratada)
Composición:	Acetato sódico, agua y otros aditivos.
Temperatura de cambio de fase:	48°C (sólido-líquido)
Capacidad de almacenaje:	81 Wh/kg (40-60°C)
Calor latente de fusión:	68 Wh/litro
Calor específico:	1 Wh/Kg K
Densidad:	1,38 kg / litro
Conductividad térmica:	0,5- 0,8 W/m K

Se ha elegido este material por varias razones:

- 1) En base a aspectos económicos y de disponibilidad del material
- 2) En base a su temperatura de cambio de fase, dicha temperatura será considerada prácticamente constante durante todo el año, y por tanto se define una temperatura lo suficientemente alta, como para que el fluido de servicio se caliente en el intercambiador de descarga, y pueda ceder este calor en el condensador de las viviendas. Sin embargo, la temperatura no debe ser excesivamente alta para evitar grandes pérdidas de calor hacia el exterior del recipiente acumulador.

El material de cambio de fase se va a almacenar en un tanque térmicamente aislado y además parcialmente enterrado. El tanque tiene forma cilíndrica y sus dimensiones son tales que permiten contener los kilos necesarios de material PCM que acumulan el calor necesario para satisfacer el 100 % (aproximadamente) de la demanda térmica de calefacción.

Las paredes del tanque acumulador están compuestas por capas de varios materiales que evitan la corrosión y difusión (acero inoxidable), dan consistencia a la estructura (hormigón) y aíslan térmicamente el interior (lana de roca).

En el interior del tanque se encuentra el intercambiador de calor de carga, a través de cual circulará el fluido caloportador procedente del sistema de captación y cederá calor al material de cambio de fase que, al superar los 48 °C comenzará su proceso de fusión absorbiendo gran cantidad de energía térmica en forma de calor latente. También se integrará en el interior del tanque el intercambiador de calor de descarga que será el encargado de transmitir calor a la tubería de retorno del sistema de distribución para que se el agua que contiene se caliente y pueda transportar la energía térmica desde el material de almacenamiento de calor hacia los puntos de consumo.

El siguiente cuadro recoge las características principales del tanque acumulador.

Definición:	Tanque cilíndrico de acunulación estacional de calor en forma de calor latente.
Material acumulador:	PCM (ClimSel C48)
Construcción:	Enterrado / semienterrado.
Dimensiones:	Radio: 20m Altura: 10m Volumen: 4.500m ³
Capacidad máxima de almacenamiento de calor disponible:	376.000 kWh
Pérdidas hacia el terreno	Depende del año. (160.000 kWh en 2010)
Temperatura de almacenamiento:	48°C
Aislamiento térmico:	Mantas de lana de roca Roxroth® (100mm de espesor)
Control de temperaturas:	Sí

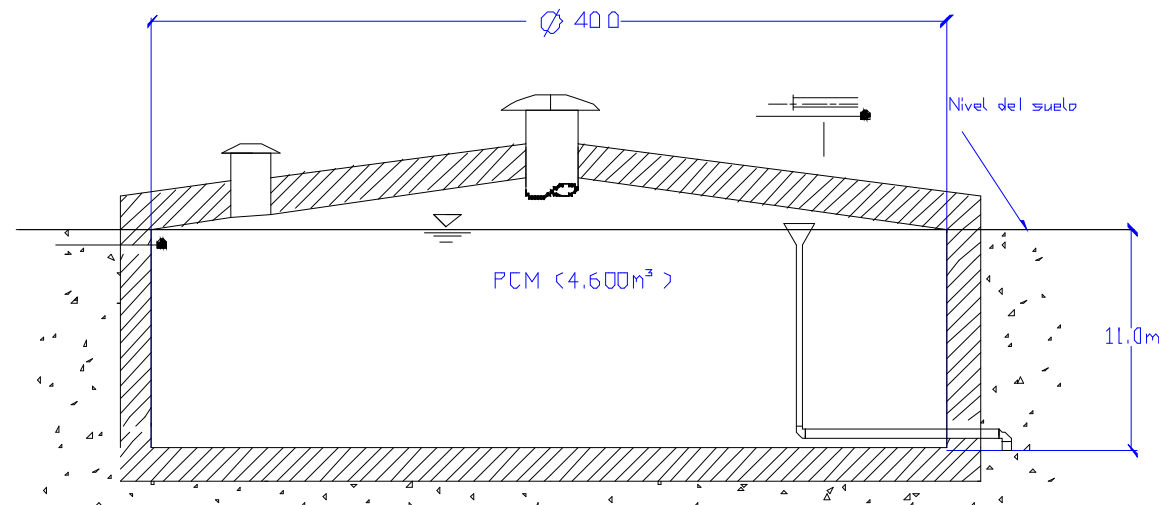


Fig 1.5 Esquema del tanque acumulador de calor diseñado para este proyecto.

Como ejemplos de tanques acumuladores de grandes dimensiones podemos destacar los que componen la central de calefacción por distrito de Friedrichshafen [15] con un volumen de 12.000 m³. EL concepto de tanque acumulador enterrado o semienterrado resuelve dos inconvenientes:

- 1) Reducimos pérdidas hacia el exterior: está comprobado que la temperatura del subsuelo a 10 metros de profundidad es más estable que en la del ambiente exterior y en invierno más cálida, así pues tenemos un salto térmico inferior entre depósito – terreno que entre depósito y ambiente en invierno, y por tanto menos pérdidas de energía hacia el exterior.
- 2) Disponibilidad de más espacios sobre la superficie que se pueden utilizar para construir parques, pistas deportivas... con la mejora estética que esto conlleva.



Fig 1.6 Ejemplos de dos configuraciones de tanques acumuladores. A la izquierda, el tanque acumulador de la universidad de Cornell (EE.UU) y a la derecha tanque acumulador enterrado en para el sistema D.H de la ciudad de Hannover (Alemania)

Sistema de distribución.

El sistema de tuberías encargado de distribuir el calor a los puntos de consumo estará formado por tuberías flexibles y pre aisladas del fabricante Uponor. En este proyecto no se ha diseñado el posible trazado de la red de tuberías, pero se ha desarrollado un estudio energético con el fin de estimar las pérdidas de calor por metro de tubo. Se ha definido la configuración y componentes del sistema.

Sistema:	Sistema centralizado de distribución de energía térmica desde el acumulador de calor hasta los puntos de consumo.
Fluido de trabajo:	Agua
Temperatura de transporte:	48°C (aprx)
Temperatura de retorno.	20°C
Tipo de tubo:	Uponor Thermo Twin
Pérdidas de energía hacia el terreno:	Depende del año (44,66 kWh/m para 2010)

Sistema de apoyo.

En todos los sistemas térmicos de energía solar es necesario contar con un sistema de apoyo de generación térmica. Esto se debe, en parte, a la dependencia de las condiciones climáticas que no son 100% predecibles. El diseño de este sistema queda fuera del alcance de este proyecto.

El código técnico (CTE) en el apartado HE-4 exige una temperatura mínima de consumo para ACS. En este proyecto se ha diseñado en un sistema de suministro de ACS centralizado que también absorbe energía desde el acumulador solar. El agua destinada a consumo de agua caliente tiene una temperatura de salida de 48°C. El sistema de apoyo también se encargará de suministrar la energía necesaria para alcanzar los 60°C que exige la normativa, lo que se traduce en una necesidad energética de unos 16.000 kWh al año que serán suministrados por el sistema de apoyo basado en un fuente de energía convencional (Gas Natural)

Subestaciones y puntos de consumo.

El circuito interior de cada una de las viviendas queda por definir. El sistema DH suministra agua caliente a 48°C que puede utilizarse como fluido de trabajo en sistemas de calefacción por suelo radiante, en estos sistemas la temperatura de impulsión no suele superar los 45°C y de este modo podemos cubrir el 100% de las necesidades energéticas de la casa con energía proveniente del sistema DH sin necesidad de apoyo térmico.

El plano T.F.G.01 contiene el esquema del sistema de calefacción por distrito definido en este trabajo.

2. Cálculo de la demanda térmica.

2.1 Descripción de la vivienda modelo.

Con el objeto de hacer un proyecto DH general, se asume que todas las viviendas pertenecientes a la urbanización objeto de estudio tienen unas características energéticas idénticas. Se hará el estudio de las necesidades de calefacción para una vivienda general, que a partir de ahora se llamará *vivienda modelo*. Los resultados obtenidos para la vivienda modelo se supondrán iguales para todas las casas de la urbanización. Posteriormente se aplicarán los correspondientes coeficientes de seguridad y simultaneidad para el correcto dimensionado del sistema térmico. La vivienda modelo es un chalet adosado unifamiliar con las siguientes características (véase plano adjunto T.F.G. 01)

De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística [17] la distancia media entre suelo y techo de una vivienda unifamiliar es de 2,5 m. Por otro lado, podemos suponer que las ventanas y puertas ocupan un 16% de la superficie total de los cerramientos.

Características generales de la vivienda modelo

- ✓ Chalet adosado de una planta.
- ✓ Superficie construida: $97,80\text{m}^2$
- ✓ Superficie a climatizar: en una vivienda existen zonas que por lo general no se climatizan: cocinas, pasillos... se establece que la superficie a climatizar es de aproximadamente un 80% de la superficie total. Así pues la superficie a climatizar será de: $97,80\text{ m}^2 \times 0,8 = 78,24\text{ m}^2$.



Fig 2.1 Fotografía de la vivienda modelo. Fuente propia

Características de los cerramientos.

- Muros de fachadas.

De acuerdo con la figura 2.2, los muros de la fachada de la vivienda modelo está formado por 5 capas de distintos materiales cuyo espesor y conductividad térmica quedan definidos a continuación.

$$\text{Superficie fachada} = \text{Perímetro} \times \text{altura} = 44 \times 2,5 = 110 \text{m}^2$$

Debemos tener en cuenta que la superficie de la fachada está ocupada por un 16% de puertas y ventanas, por tanto la superficie real de los muros de fachada será.

$$S_{m,f} = 0,84 \times 110 = 92,4 \text{m}^2$$

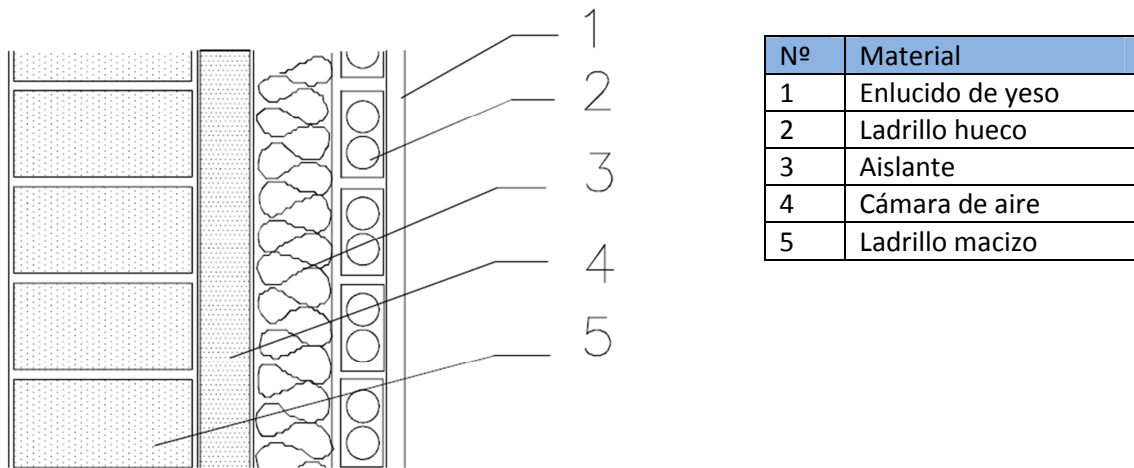


Fig 2.2. Detalle constructivo y composición de los muros de las paredes exteriores.

- Techo.

Consideramos que el techo de la vivienda modelo es un techo plano, del tipo azotea donde habrá espacio suficiente para instalar los colectores solares y estará formado por una capa exterior de grava (ver fig. 2.3) seguido por una serie de materiales que dan consistencia a la estructura y que ayudan a aislar térmicamente el interior de la vivienda. La superficie de techo será igual a la superficie que se quiere climatizar: $S_c = 78,24 \text{m}^2$

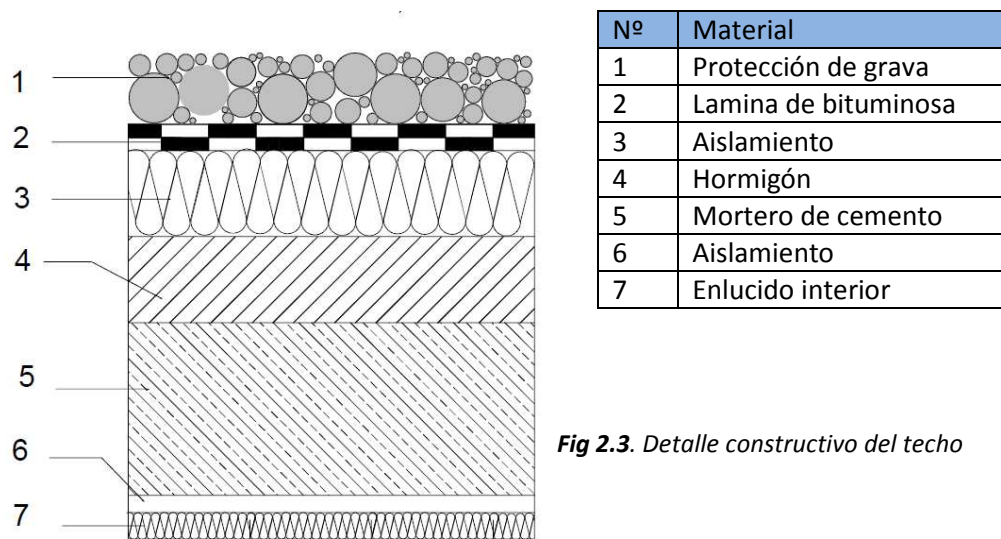


Fig 2.3. Detalle constructivo del techo

○ Suelo.

Suponemos que la casa no cuenta con garaje subterráneo. Por tanto el espacio habitable de la vivienda estará en contacto directo con el terreno. El suelo de la vivienda estará formado por una serie de capas de distintos materiales que darán consistencia a la edificación y ayudarán al aislamiento térmico. La temperatura del terrero durante los meses de invierno consideramos que es de $T_{m,suelo_inv} = 2^{\circ}C$. El detalle constructivo de los materiales que conforman el suelo se observa en la fig. 2.4. La superficie del suelo será igual a la superficie que se quiere climatizar: $S_s = 78,24m^2$

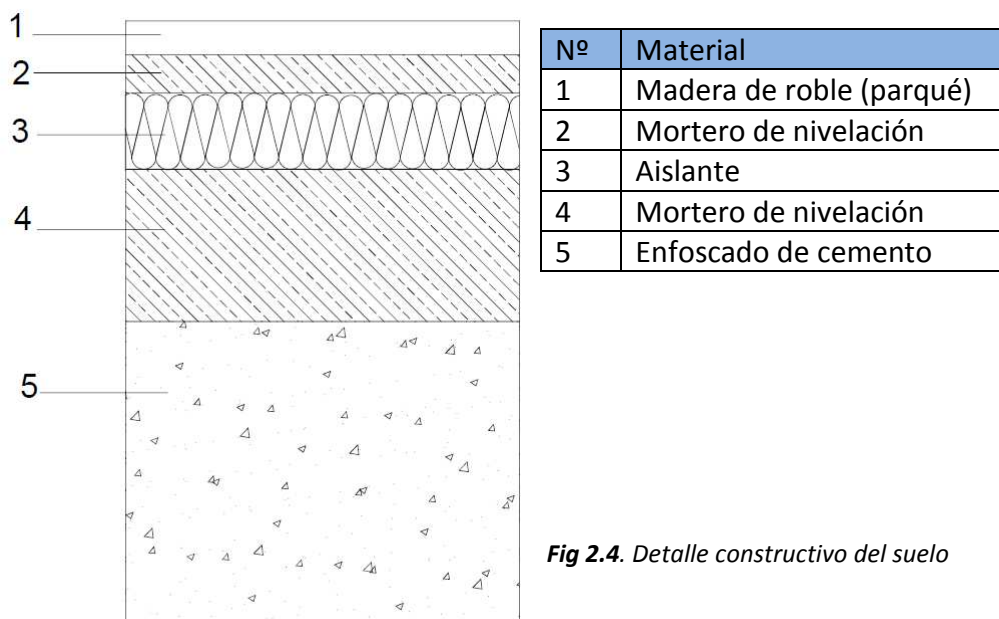


Fig 2.4. Detalle constructivo del suelo

2.2 Cálculo de las cargas térmicas.

Introducción:

En un sistema de calefacción, la demanda energética es la energía necesaria para mantener en el interior de un edificio unas condiciones ambientales dadas definidas en función del uso del edificio. En un edificio residencial, se entiende la demanda energética como el conjunto de condiciones necesarias para mantener un ambiente de confort a una temperatura que proporcione bienestar a sus ocupantes.

La carga térmica de un edificio es la potencia de calefacción o refrigeración en vatios (W) necesaria para satisfacer la demanda energética de dicho recinto. Para el dimensionamiento del sistema de calefacción de las viviendas se obtendrá el valor de la demanda energética a partir del cálculo de las cargas térmicas.

El concepto de carga térmica engloba los fenómenos que tienden a modificar la temperatura y la humedad (cantidad de vapor de agua) de la vivienda. Distinguimos dos tipos:

- Cargas térmicas sensibles: si sólo se modifica la temperatura seca del aire de la vivienda.
- Cargas térmicas latentes: si se modifica la cantidad de vapor de agua en el aire de la vivienda.

También se pueden clasificar en cargas térmicas interiores y exteriores.

- Cargas térmicas interiores: son las debidas al aporte de calor a la vivienda por parte de sus ocupantes, de electrodomésticos, iluminación, etc. Las personas aportan carga tanto sensible como latente mientras que los electrodomésticos y otros aparatos sólo aportan carga sensible.
- Cargas térmicas exteriores: en este apartado se engloban las cargas térmicas debidas a la radiación que se produce a través de muros y ventanas, las debidas a la transmisión a través de los cerramientos, las cargas térmicas de ventilación que se producen al ventilar la vivienda con el objeto de mantener un ambiente de pureza y salubridad del aire y las cargas térmicas por infiltración que se deben a que la vivienda no es estanca.

Condiciones de diseño.

La carga térmica dependerá del propósito de la instalación, su localización y las características de los cerramientos (envolvente) del ambiente que se pretende controlar. Para el correcto diseño del sistema de calefacción es necesario establecer una serie de condiciones climatológicas de diseño tanto para el ambiente interior como para el exterior que lo rodea.

- Condiciones del ambiente interior

También denominadas condiciones de proyecto, porque son las que se quieren lograr o condiciones de confort porque en un entorno residencial son las condiciones que hacen agradable la estancia de los ocupantes en el interior del recinto.

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) [6] establece que la exigencia de calidad térmica del ambiente se considera satisfecha en el diseño y dimensionado de la instalación térmica, si los parámetros que definen el bienestar térmico, como la temperatura seca del aire, la humedad relativa o la velocidad media del aire en la zona ocupada se mantienen dentro de ciertos valores límites. Para nuestro proyecto nos basta con saber la siguiente información

Estación	Temperatura operativa [°C]	Humedad relativa [%]
Verano	23-25	45-60
Invierno	21-23	40-50

Así pues los parámetros de diseño del proyecto serán desde ahora:

- ✓ Temperatura interior de diseño: $T_{int} = 21^{\circ}C$
- ✓ En las instalaciones de calefacción es necesaria una cierta renovación del aire con el fin de asegurar la calidad en el interior de la vivienda. Atendiendo a las recomendaciones del CTE, suponemos un ratio de una renovación por hora.

- Condiciones del ambiente exterior.

Las condiciones del ambiente exterior dependerán de la localización geográfica del edificio objeto de estudio, la existencia de diferentes parámetros como la irradiación solar o la temperatura mínima, dependen de la zona geográfica en la que se encuentra la vivienda y es necesario tenerlos en cuenta para realizar un balance térmico correcto.

La norma UNE 100001 [23] tiene como objetivo establecer las condiciones termo higrométricas exteriores de proyecto para diferentes localidades de la geografía española y es de aplicación para los sistemas de climatización y ventilación destinados al bienestar de las personas. Dicha norma utiliza los datos de temperatura basados en el nivel percentil, esto es: el porcentaje de horas anuales en los que la temperatura de la localidad es sobrepasado por un cierto valor, por ejemplo: el valor de la temperatura seca de una localidad con un nivel percentil del 97 % supone que tan solo en un 3% de las horas de un año la temperatura es menor que dicho valor.

Según la norma UNE 10001, se debe usar un valor de temperatura seca con un percentil del 97%, que para la ciudad de Madrid supone una temperatura exterior de diseño de $T_{ext} = -3,7^{\circ}C$, al efectuar los cálculos con este valor estaremos asegurando que nuestro sistema de calefacción responderá en las condiciones climatológicas más desfavorables.

Cálculo de las cargas térmicas

A lo largo de años de investigaciones, varias compañías han evaluado diversos métodos para el cálculo de la carga térmica (véase diagrama). En este proyecto se calculará carga térmica a partir del balance térmico de la vivienda. Para ello clasificamos las cargas térmicas en cargas positivas (aporte de calor) y cargas negativas (pérdidas de calor).

Métodos de Cálculo de la Carga Térmica

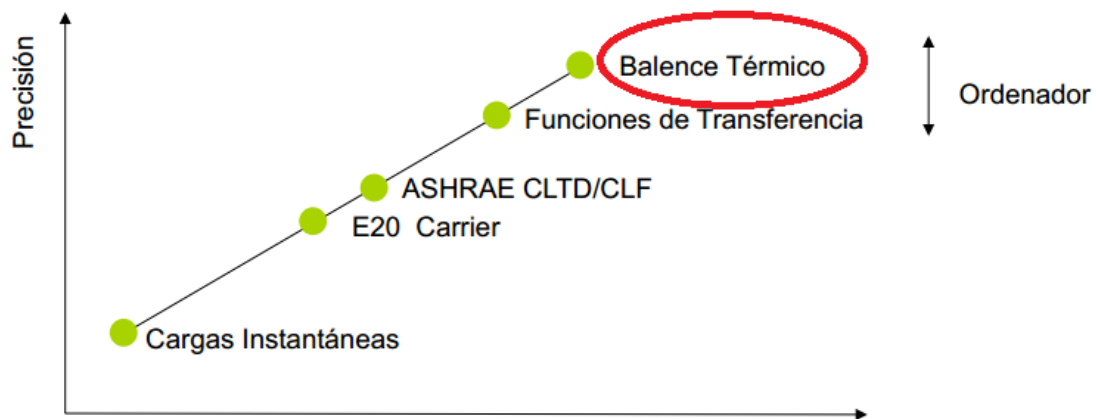


Fig. 2.5 Método de la carga térmica Fuente: (Apuntes Universidad de Cantabria. Apuntes asignatura frío industrial y aire acondicionado).

Complejidad

- necesidad de datos
- recursos computacionales

✓ Aportes de calor:

_ Interiores:

- Sensibles: carga por ocupación, iluminación, motores...
- Latentes: carga por ocupación, procesos productivos...

_ Exteriores:

- Irradiación solar.

✓ Pérdidas de calor:

_A través de los cerramientos: paredes de fachada, cubierta, suelo, puertas y ventanas.

_Aire exterior: ventilación e infiltración.

La potencia térmica que el sistema de calefacción debe aportar a la vivienda para mantener las condiciones de confort será.

$$\dot{Q}_{sist} = \dot{Q}_I + \dot{Q}_{int} - |\dot{Q}_{trans}| - |\dot{Q}_{vent}| - |\dot{Q}_{inf}|$$

Donde

\dot{Q}_I es la potencia térmica por irradiación solar, \dot{Q}_{int} debida a las cargas térmicas interiores, \dot{Q}_{trans} debida la transmisión a través de cerramientos, \dot{Q}_{vent} debida a la ventilación voluntaria y \dot{Q}_{inf} debida a infiltraciones.

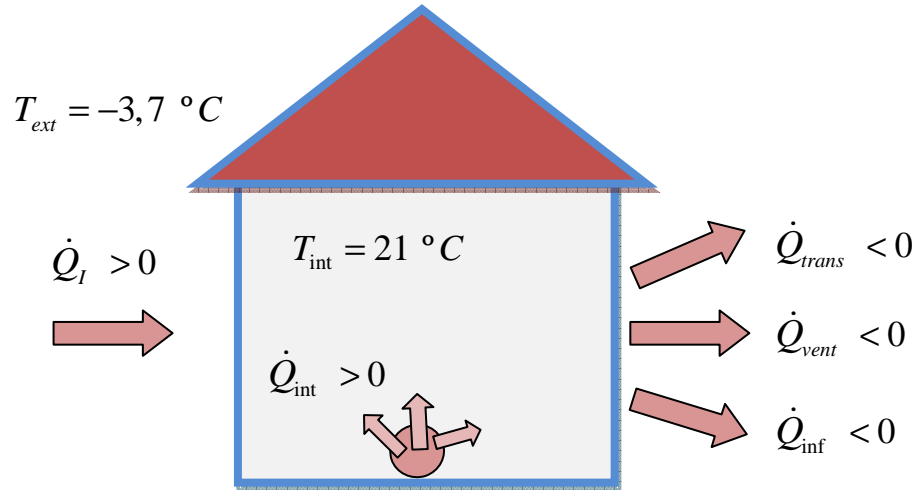


Fig. 2.6 Diagrama del balance térmico para la vivienda modelo.

El objetivo del sistema de calefacción es aportar calor a la vivienda, por ello se suele obviar las cargas térmicas que aportan calor (ayudan al sistema de calefacción) obteniéndose así valores más conservadores para el diseño de la calefacción, la potencia térmica total que debe aportar el sistema de calefacción queda:

$$\dot{Q}_{sist} = \dot{Q}_I + \dot{Q}_{int} - |\dot{Q}_{trans}| - |\dot{Q}_{vent}| - |\dot{Q}_{inf}| \rightarrow \dot{Q}_{sist} = -|\dot{Q}_{trans}| - |\dot{Q}_{vent}| - |\dot{Q}_{inf}|$$

Cálculo de cargas térmicas por transmisión.

Las cargas térmicas por transmisión son las cargas sensibles que la vivienda pierde a través de cada uno de los cerramientos que forman su envolvente térmica (muros en contacto con el exterior, techos, suelos y otros elementos como puertas y ventanas). Se calculan a partir de la expresión:

$$Q_{trans.} = U \cdot A \cdot \Delta T$$

Donde:

$Q_{trans.}$ es la potencia térmica que se pierde por transmisión a través del cerramiento [W]

U es el coeficiente global de transferencia de calor [W / (m² °C)]

A es el área del cerramiento [m²]

ΔT es la diferencia de temperatura entre en los espacios que separa el cerramiento [°C]

El coeficiente global de transferencia de calor U , es función de las resistencias térmicas y viene dado por la expresión

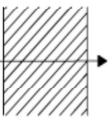
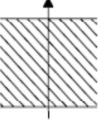
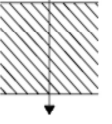
$$U = \frac{1}{R_{T,T}}$$

La resistencia térmica total $R_{T,T}$ [(m² °C) / W] es la suma de las resistencias térmicas de los materiales (supuestos térmicamente homogéneos) que conforman los cerramientos. A estas resistencias de conducción hay que añadir las resistencias superficiales del aire exterior e interior (R_{se} , R_{si}) según lo indicado en el CTE apartado E.1.

Resistencias Térmicas Superficiales

Según el CTE (7) , en su apartado E.1 Transmitancia térmica, los valores de las resistencias térmicas superficiales exteriores e interiores dependerán de la posición relativa entre el plano del cerramiento y el sentido del flujo de calor. Estos valores se recogen en la tabla E.1.

Tabla E.1 Resistencias térmicas superficiales de cerramientos en contacto con el aire exterior en m²K/W

Posición del cerramiento y sentido del flujo de calor		Rse	Rsi
Cerramientos verticales o con pendiente sobre la horizontal >60° y flujo horizontal		0,04	0,13
Cerramientos horizontales o con pendiente sobre la horizontal ≤60° y flujo ascendente		0,04	0,10
Cerramientos horizontales y flujo descendente		0,04	0,17

La resistencia térmica de conducción de las paredes exterior se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R_M = \sum_i \frac{e_i}{\lambda_i}$$

Donde e_i son los espesores de cada una de las capas térmicamente homogéneas que forman la pared exterior y λ_i la conductividad térmica correspondiente a cada una de ellas.

- Para las paredes:

Las paredes exteriores separan el interior de la vivienda del aire exterior y su composición se puede observar en el siguiente detalle constructivo.

Capa	Material	Espesor e [cm]	Conductividad λ [W / (m °C)]	Resistencia $R_{M,i}$ [(m °C) / W]
1	Enlucido de yeso	2	0,3	0,0667
2	ladrillo hueco doble	5	0,49	0,1020
3	Aislante	4	0,03	1,333
4	cámara de aire	4		0,170*
5	ladrillo macizo	14	0,87	0,161
			TOTAL	1,833

*El valor de las resistencias térmicas de las cámaras de aire se obtiene de la tabla E-2 del Documento Básico del CTE (HE1-36)

Resistencia térmica total de las paredes exteriores:

$$R_M = \sum_i \frac{e_i}{\lambda_i} + R_{se} + R_{si} = 1,833 + 0,04 + 0,13 = 2,003 \text{ [(m}^2 \text{ °C) / W]}$$

Y el coeficiente de transmisión de calor para dichas paredes será:

$$U_M = \frac{1}{R_T} = 0,499 \text{ [W / (m}^2 \text{ °C)]}$$

- Para el techo

La composición del techo se obtiene con la información del detalle constructivo.

No	Material	Espesor e [cm]	Conductividad λ [W / (m °C)]	Resistencia $R_{C,i}$ [(m °C) / W]
1	Protección pesada (grava)	4	0,81	0,049
2	Lamina bituminosa	1,5	0,19	0,079
3	Aislamiento	5	0,025	2,000
4	Hormigón	5	0,8	0,063
5	Mortero de cemento	10	1,4	0,071
6	Aislamiento	1	0,025	0,400
7	Enlucido interior	1,5	0,57	0,026
TOTAL				2,689

Resistencia térmica total del techo es:

$$R_C = \sum_i \frac{e_i}{\lambda_i} + R_{se} + R_{si} = 2,689 + 0,04 + 0,10 = 2,829 \text{ [(m}^2 \text{ °C) / W]}$$

Y el coeficiente de transmisión será:

$$U_C = \frac{1}{R_C} = 0,353 \text{ [W / (m}^2 \text{ °C)]}$$

- Para el suelo:

No	Material	Espesor e [cm]	Conductividad λ [W / (m °C)]	Resistencia $R_{S,i}$ [(m °C) / W]
1	Madera de roble (parqué)	1,8	0,209	0,086
2	Mortero de nivelación	2	1,4	0,014
3	Aislante térmico	4	0,03	1,333
4	Mortero de nivelación	8	1,4	0,057
5	Enfoscado cemento	16	0,26	0,615
TOTAL				2,105

Resistencia térmica total del suelo es:

$$R_S = \sum_i \frac{e_i}{\lambda_i} + R_{se} + R_{si} = 2,105 + 0,17 + 0,04 = 2,315 \text{ [(m}^2 \text{ °C) / W]}$$

Y el coeficiente de transmisión será:

$$U_s = \frac{1}{R_s} = 0,432 \text{ [W / (m}^2 \text{ °C)]}$$

- Para las puertas y ventanas:

Según quedó definido el porcentaje de huecos sobre en las paredes interiores de la vivienda está en torno al 15%. El CTE la sección HE1-3, ofrece tablas en las cuales se limita valor de la transmitancia de huecos según la zona climática. En este proyecto, dicho parámetro toma el valor de $U_{H \text{ lim}} = 3 \text{ [W / m}^2 \text{ K]}$, así pues:

$$U_{\text{tran,huecos}} = 3 \text{ [W / (m}^2 \text{ °C)]}$$

Las cargas térmicas por transmisión a través de los cerramientos que se han obtenido partiendo de las condiciones extremas: esto es temperatura exterior igual $T_{\text{ext}} = -3.7^\circ \text{C}$ se pueden resumir en la siguiente tabla:

Cerramiento	U [W / m ² K]	S [m ²]	U x S [W / K]	ΔT [°C]	\dot{Q} [W]
Muros exteriores	0,499	92,400	46,108	24,700	1138,858
Techo	0,353	78,240	27,619	24,700	682,182
Suelo	0,432	78,240	33,800	19,000	642,194
Puertas y ventanas	3,000	17,600	52,800	24,700	1304,160
				Total	3867,394

Suplementos de compensación para las cargas térmicas por transmisión.

- Suplemento de compensación por intermitencia (Zi)

Para tener en cuenta la intermitencia de funcionamiento de la instalación de calefacción es necesario incrementar el valor de las cargas térmicas de transmisión añadiendo un suplemento de compensación por intermitencia que dependerá de la permeabilidad térmica del local a calentar. La permeabilidad térmica se calcula con la expresión:

$$K = \frac{Q_{T0}}{S_t \cdot (T_i - T_e)} = 0,57 \text{ [W / m}^2 \text{ K]}$$

Donde Q_{T0} es la carga térmica por transmisión calculada para la vivienda y S_t es la superficial total de su envolvente. $(T_i - T_e)$ es la diferencia de temperatura de la vivienda con el exterior

Y tomando valores de la siguiente tabla [Ref. Apuntes de cargas térmicas Prof. Amancio Moreno)

RÉGIMEN DE UTILIZACIÓN DE LA CALEFACCIÓN	PERMEABILIDAD TÉRMICA (K)			
	0,1-0,3	0,3-0,7	0,7-1,5	>1,5
Interrupción nocturna	0,07	0,07	0,07	0,07
Interrupción de 9 a 12h	0,2	0,15	0,15	0,15
Interrupción de 12 a 16h	0,3	0,25	0,2	0,15

Tabla 2.1 Suplemento por intermitencia.

Suponemos que el sistema funciona con una interrupción entre las 9 y las 12 horas. Con la aplicación del suplemento por régimen de utilización tenemos un valor final para la carga térmica de transmisión de:

$$Q_{T.trans} = Q_{T0} \times (1 + Z_i) = 3767,394 \times (1,15) = 4450 \text{ W}$$

Cargas térmicas por ventilación.

En las instalaciones de calefacción es necesario prever una cierta renovación del aire (para la eliminación de olores, etc... e introducción de suficiente oxígeno) para asegurar la calidad del aire en el interior del local. El aire exterior introducido será compensado con el mismo caudal de aire extraído o expulsado por ventanas y puertas, con el fin de mantener la misma cantidad de aire seco en el interior del local. La cantidad de calor latente aportado como carga se calcula con la siguiente expresión.

$$\dot{Q}_{vent} = V \cdot \rho_a \cdot c_{p_a} \cdot \Delta T \cdot N_{ren}$$

Donde V es el volumen del recinto a climatizar, ρ_a es la densidad del aire ($1,2 \text{ kg/m}^3$), c_{p_a} es el calor específico del aire (1 kJ/Kg K), ΔT el salto térmico y N_{ren} el número de renovaciones por hora que hemos supuesto de 1 renovación/hora.

Así pues tenemos que la carga térmica por ventilación para la temperatura $T_{ext} = -3,7^{\circ}C$ es:

$$\dot{Q}_{vent} = (78,24 \times 2,5) \cdot 1,2 \cdot (21 - (-3,7)) = 5802 \text{ kJ / h}$$

$$\dot{Q}_{vent} = 1612 \text{ W}$$

Cargas térmicas por infiltración:

Las viviendas son instalaciones no herméticas, de este modo existe un flujo de calor que se pierde a través de las rendijas, grietas y demás aperturas que tiene la casa. Esta pérdida se cuantifica mediante las llamadas cargas térmicas por infiltración. Existen diversos métodos para el cálculo preciso de esta carga térmica, no obstante se puede estimar que la carga térmica por infiltración es de aproximadamente un 30% de la carga térmica de ventilación forzada.

$$\dot{Q}_{inf} = 0,3 \times \dot{Q}_{vent} = 0,3 \times 1612 = 484 \text{ W}$$

Resumen del cálculo de las cargas térmicas.

El cálculo de la carga térmica total para calefacción proporciona la potencia térmica máxima que debe suministrar la instalación térmica. Éste será el dato que utilizamos como potencia del condensador (efecto útil) en nuestra instalación.

$$\dot{Q}_{T.total} = \dot{Q}_{trans} + \dot{Q}_{vent} + \dot{Q}_{inf} = 6546 \text{ W}$$

Esto supone una potencia térmica máxima de diseño de unos $81,44 \text{ W/m}^2$ de suelo climatizable. Con este valor podemos obtener el coeficiente global de transmisión de calor de la vivienda $(UA)_g$:

$$Q_d = (UA)_g \cdot (T_{int} - T_{ext}) \rightarrow (UA)_g = \frac{Q_d}{(T_{int} - T_{ext})} = \frac{6426,073}{21 - (-3,7)} = 265 \text{ W / }^{\circ}C$$

2.3 Cálculo de la demanda térmica de calefacción.

El objetivo es calcular las necesidades térmicas residenciales de las viviendas que conforman la urbanización objeto de estudio. El proceso consiste en simular la demanda térmica de la vivienda modelo a partir de las variables meteorológicas registradas en el [archivo2010.xls](#) y los cálculos obtenidos en el capítulo anterior.

La demanda térmica de la vivienda cada modelo se calcula con la fórmula siguiente:

$$Q_d = (UA)_g \cdot (T_{dis} - T_{amb})$$

Donde:

- $(UA)_g$ es el coeficiente global de transferencia de calor calculado en el apartado anterior y que tiene un valor de 0,27 kW/K;
- T_{dis} es la temperatura interior de diseño (21°C).
- T_{amb} es la temperatura del ambiente exterior tomada de la base de datos.

1. Condiciones iniciales.

A la hora de calcular la demanda térmica debemos definir las siguientes suposiciones iniciales:

- 1) Suponemos que el sistema de calefacción centralizado *District Heating* sólo funcionará durante los meses de invierno.
- 2) Definimos *meses de invierno* a los meses de Enero, Febrero, Marzo, Noviembre y Diciembre.
- 3) Para el resto de los meses imponemos una demanda de calefacción igual 0 kWh.
- 4) Definimos una temperatura ambiente de consigna igual 17°C esto es: sólo se activa la calefacción cuando la temperatura ambiente exterior es inferior a 17°C, en caso contrario, el sistema no se activa y la demanda térmica será 0 kWh

Cálculo de la demanda.

Con los datos disponibles podemos calcular la demanda térmica de calefacción instantánea cada 10 minutos durante todo el año utilizamos la siguiente expresión:

$$Q_d = 0,26 \times (21 - T_{amb}) \quad [kWh]$$

El sistema de calefacción se pondrá en marcha si la temperatura ambiente exterior es inferior a 17°C. Para valores superiores efectuamos el siguiente cambio:

Si $T_{amb} \geq 17^\circ C$ entonces $T_{amb} := 21^\circ C$ y por tanto: $Q_d = 0 \text{ kWh}$

El sistema de calefacción sólo se utilizará durante los meses de invierno. Tras ajustar la demanda térmica con la temperatura de consigna, debemos imponer que la demanda durante los meses que no son de invierno sea cero. Si consideramos día 1 al primero de Enero, los días de inicio y final de cada mes son los que se muestran en la siguiente figura.

MES	DÍA DEL AÑO	
	Inicio	Fin
ENERO	1	31
FEBRERO	32	59
MARZO	60	90
ABRIL	91	120
MAYO	121	151
JUNIO	152	181
JULIO	182	212
AGOSTO	213	243
SEPTIEMBRE	244	273
OCTUBRE	274	304
NOVIEMBRE	305	334
DICIEMBRE	335	365

Para acotar la demanda tan sólo a los meses de invierno hacemos el siguiente cambio:

Si el día del año está entre 1 y 90 ó entre 305 y 365 (meses en azul), entonces la temperatura ambiente no varía. Para los días entre el 91 y el 304 imponemos que la temperatura ambiente sea 21 y así la demanda de calefacción es igual 0 kWh.

Si $\text{día del año} \in \{91...304\}$ entonces $T_{amb} := 21^\circ C$ y por tanto: $Q_d = 0 \text{ kWh}$

Resultados.

La demanda energética total para los meses de invierno se calcula sumando todas las contribuciones obtenidas cada 10 minutos. Tenemos un valor de **6658 kW** por cada 10 minutos. Para tener los valores en kWh dividimos entre 6 para obtener unidades de energía pues:

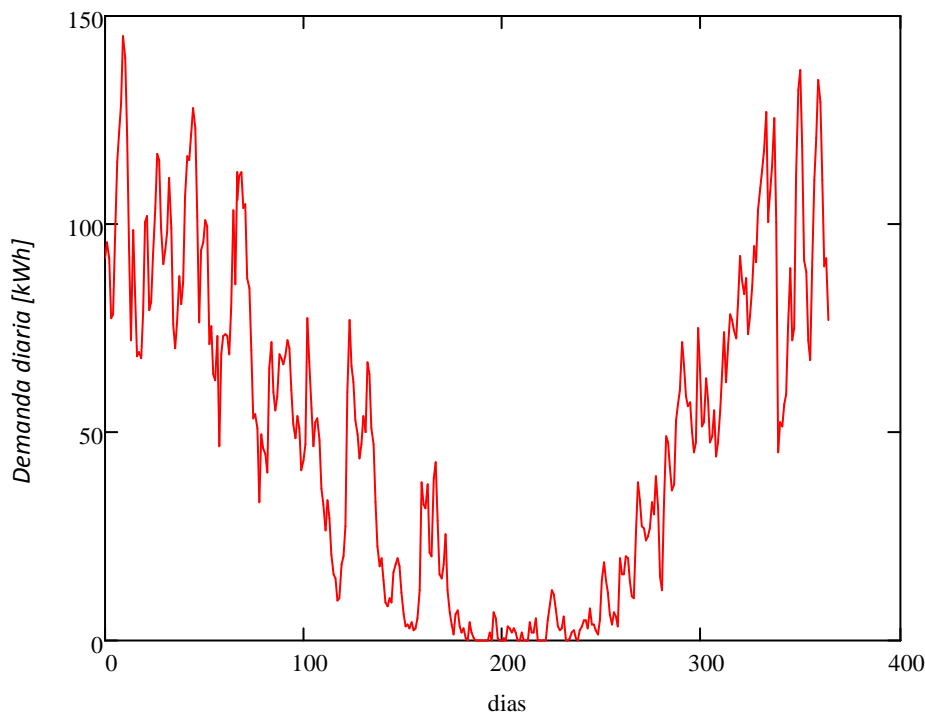
La demanda térmica de calefacción de una vivienda para los meses de invierno (Enero, Febrero, Marzo, Noviembre y Diciembre) tomando una temperatura ambiente de consigna igual a 17°C es

$$Q_{\text{Demanda}} = 13.040 \text{ kWh / año}$$

- **DEMANDA TÉRMICA “BRUTA”: 17.930 kWh**

En un primer cálculo se obtiene valores de demanda térmica cada 10 minutos para cualquier instante en que la temperatura ambiente es inferior a 21°C. Así tenemos una primera aproximación de la demanda, que llamaremos demanda bruta ya que no hemos tenido en cuenta temperatura de consigna ni restricción de usos de calefacción durante los meses de invierno.

En el gráfico se observa como durante los meses de verano (días 152-243) existe una pequeña demanda térmica que corresponde a aquellos pocos intervalos de 10 minutos en el que la temperatura fue inferior a 21°C. El valor de la demanda térmica “bruta” para una de las viviendas modelo es de 17.930 kWh.

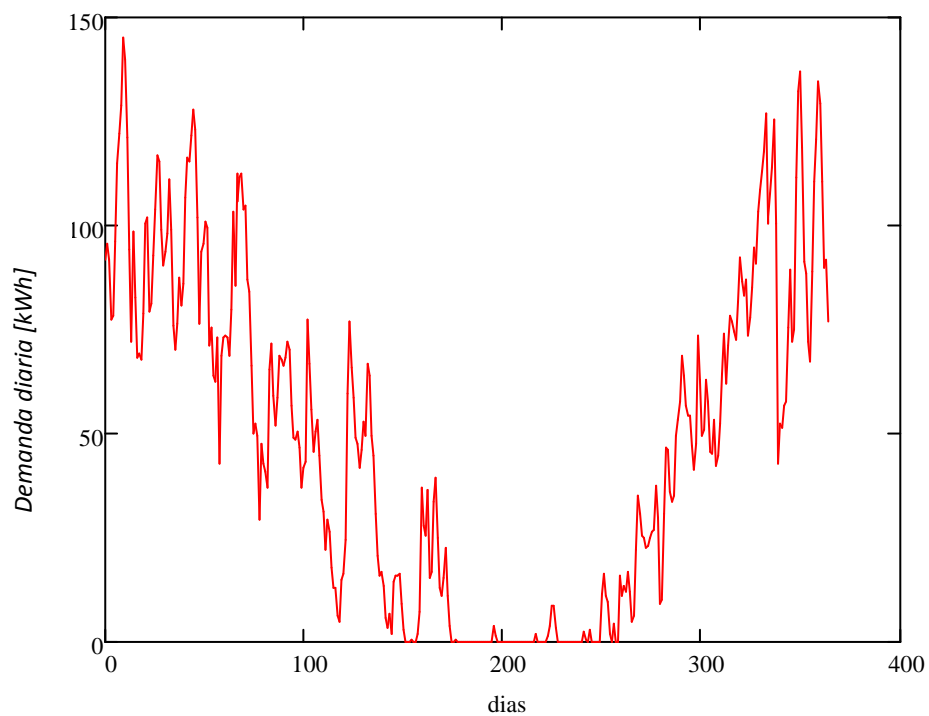


Demanda térmica bruta para cada día, sin aplicar restricción de meses ni temperatura exterior de consigna

- **DEMANDA TÉRMICA CON TEMPERATURA DE CONSIGNA : 17.370 kWh**

En equipos de calefacción, la temperatura de consigna exterior suele fijarse a unos 4 ó 5 grados por debajo de la temperatura de diseño. En este proyecto se han establecido 17°C como temperatura exterior de consigna. A efectos de cálculo imponemos la condición de que para cada intervalo de 10 minutos en los que la temperatura ambiente es superior a 17°C la demanda térmica es cero.

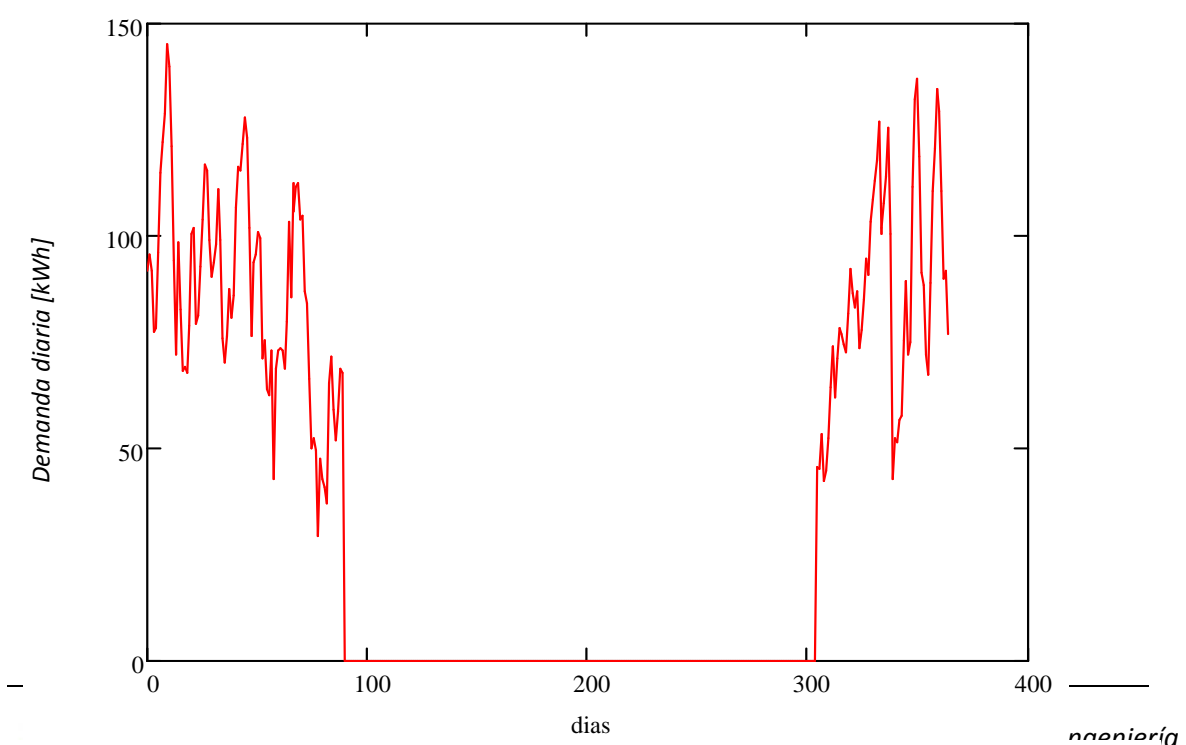
Aplicando esta modificación observamos en la figura siguiente como la demanda térmica se hace cero para más días de verano (días 152-243). El valor total de la demanda tras aplicar esta modificación es de 17.370 kWh.



Demanda térmica bruta para cada una temperatura de consigna igual a 17°C

- **DEMANDA TÉRMICA CON TEMPERATURA DE CONSIGNA Y RESTRINGIDA A LOS MESES DE INVIERNO : 13.040 kWh**

Finalmente debemos restringir la demanda térmica a los meses de invierno: Enero, Febrero, Marzo, Noviembre y Diciembre. Para el resto de días imponemos una demanda nula, en el grafico siguiente se aprecia esta modificación. El valor de la demanda térmica definitivo es de 13.040kWh (aproximadamente unos 47.000 MJ/ año)

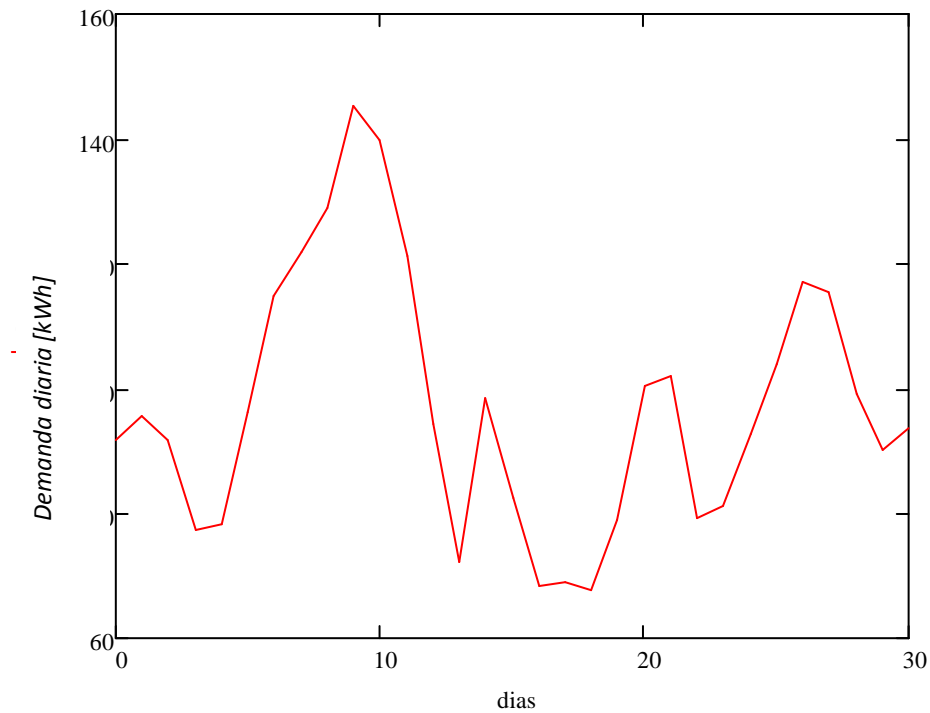


Demanda térmica bruta para cada una temperatura de consigna igual a 17°C y restringida a los meses de invierno

- RESUMEN DE LA DEMANDA TÉRMICA PARA LOS MESES DE INVIERNO.

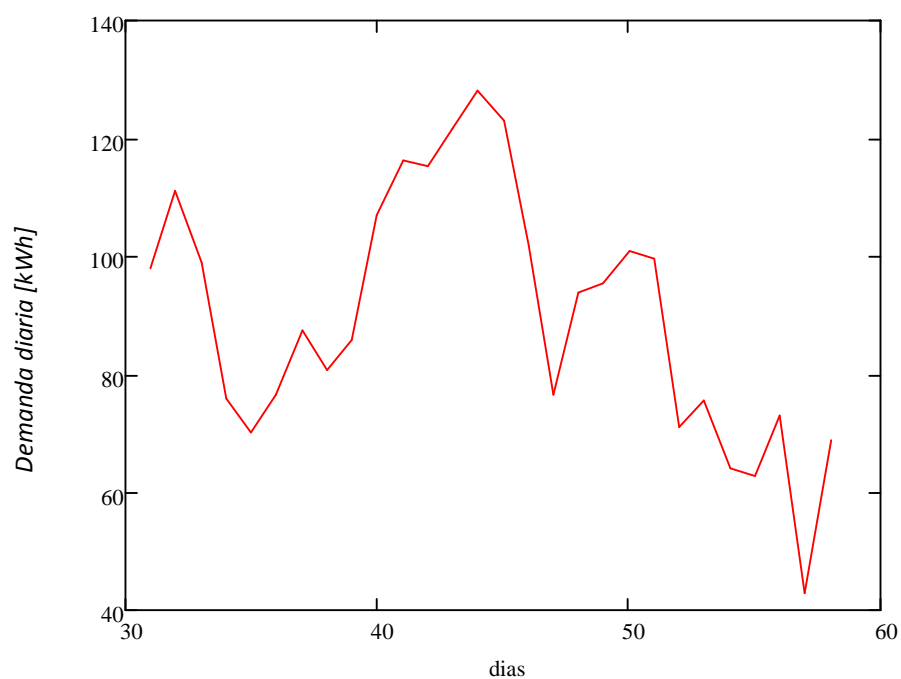
Si representamos la demanda térmica diaria por meses tenemos los siguientes gráficos.

- ENERO: 3.009 kWh (días 0-30)



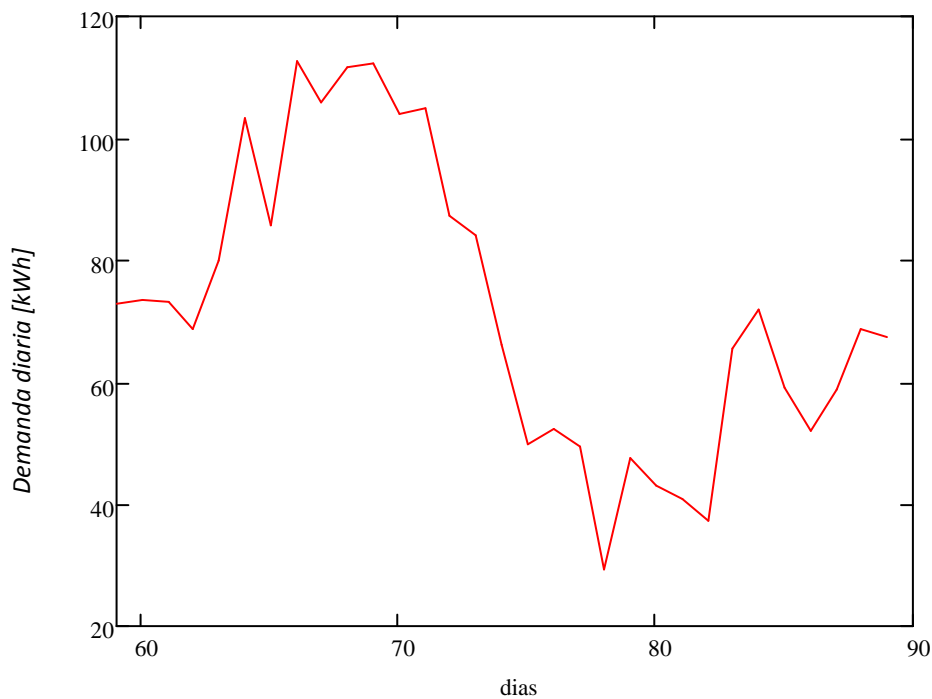
Durante el mes de enero se calcula una demanda térmica de calefacción igual a 3009 kWh (23% de la demanda anual). Observamos como el día 10 de Enero la demanda alcanzó un máximo de 145,14 kWh)

- FEBRERO 2.522 kWh (31-59)



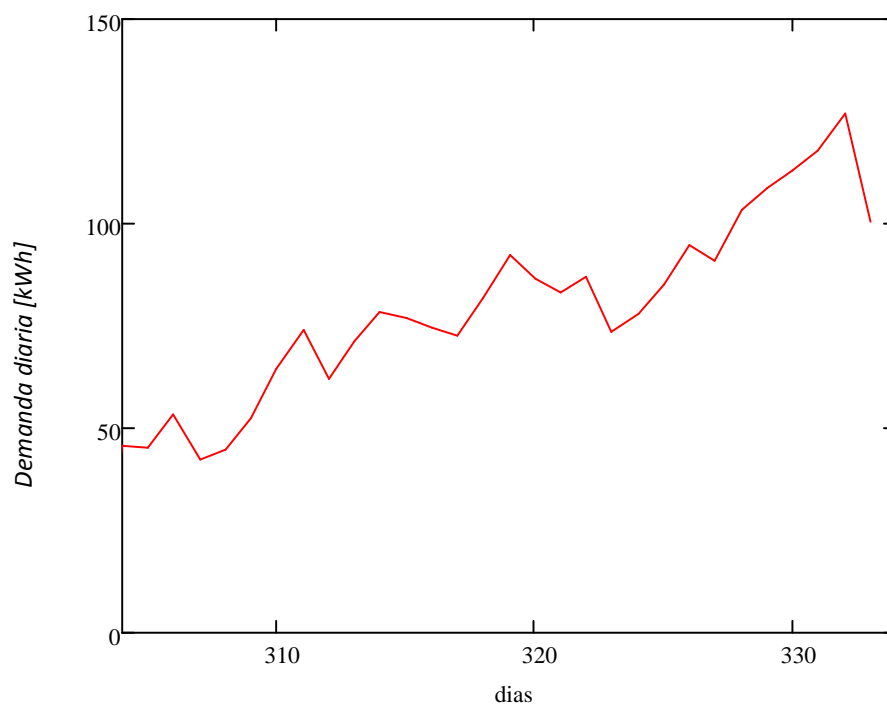
La demanda total para el mes de Febrero es de 2522 kWh (19,34% del total)

- MARZO: 2.239 kWh (días 60-91)



La demanda térmica para el mes de Marzo asciende a 2239 kWh (17,2% de la demanda total).
Observamos como conforme avanza el mes, la demanda térmica disminuye esto ocurre porque nos vamos acercando a los días calurosos de año.

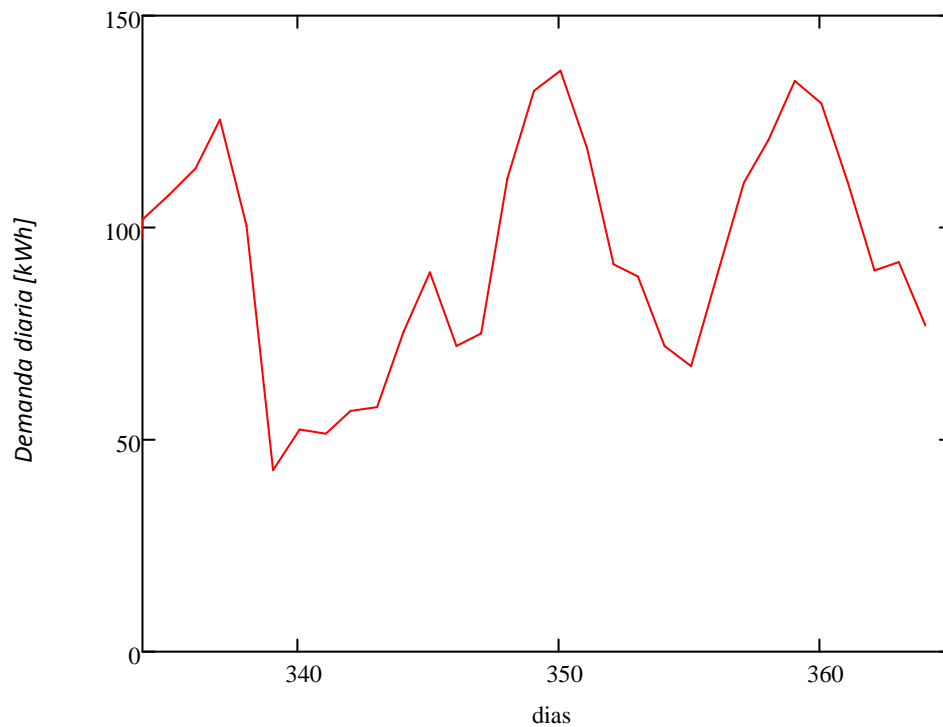
- NOVIEMBRE: 2.381 kWh (días 304-333)



En Noviembre la demanda térmica fue de 2381 kWh (18.25% del total), es interesante observar la clara tendencia ascendente de la demanda conforme nos vamos acercando al mes de Diciembre y dejando atrás los primeros días “templados” más próximo a Octubre.

DICIEMBRE: 2.889 kWh

En Diciembre la demanda térmica fue de 2889 kWh (22% de la demanda total) y es junto a Enero el mes más frío del año.



2.4 Demanda térmica para ACS.

Consumo de ACS

La instalación de agua caliente sanitaria (ACS) tiene como objetivo transformar la energía radiante recogida en los colectores solares en energía térmica y acumularla en forma de agua caliente para su consumo posterior, en este apartado se analiza la energía térmica necesaria destinada a satisfacer la demanda de Agua Caliente Sanitaria (ACS) de la vivienda modelo.

El CTE en su apartado HE 4 establece los valores de algunos parámetros de diseño como la demanda de referencia atendiendo al tipo de edificio y al número de personas o la temperatura de distribución.

Los datos de consumo de ACS según el CTE apartado HE 4 se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.1. Demanda de referencia a 60°C (1)

Criterio de demanda	Litros ACS/día a 60° C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión *	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Tabla 2.2 Fuente ref. [7]

La vivienda modelo es una chalet unifamiliar, supondremos que está habitado por cuatro personas, así pues el consumo de litros de ACS al día será:

$$\text{Consumo}_{\text{ACS}} = 30 \frac{\text{litros}}{\text{día} \times \text{persona}} \times 4 \text{ personas} = 120 \text{ litros / día}$$

Carga térmica de ACS.

Para el cálculo de la carga térmica utilizamos la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_{ACS} = M \cdot N \cdot C_p \cdot (T_{cons} - T_{red})$$

Donde:

- M es el consumo medio diario de ACS en l/día.
- N es el número de días del mes.
- C_p es la capacidad calorífica del agua (4180 J/kgK),
- T_{cons} es la temperatura de distribución
- T_{red} es la temperatura del agua de la red local.

La temperatura de la red local varía a lo largo del año. Para instalaciones ubicadas en Madrid disponemos de los siguientes datos de temperatura de la red obtenido en la guía *Gas Natural* [8].

TEMPERATURA MEDIA DEL AGUA DE LA RED LOCAL			
Mes	T_{red} [°C]	Mes	T_{red} [°C]
Enero	7	Julio	17
Febrero	7	Agosto	16
Marzo	8	Septiembre	15
Abril	11	Octubre	11
Mayo	12	Noviembre	9
Junio	15	Diciembre	7

Tabla 2.3 Temperatura media del suelo. Fuente (8)

La normativa sobre prevención de la Legionelosis [7], fija en 60°C la temperatura continua de acumulación de calor, y exige que, al menos una vez al año, toda la instalación alcance los 70°C. No obstante, nuestro depósito acumulador compuesto por el PCM Climcel C-48 está diseñado para que permanezca a una temperatura constante e igual a 48°C, de modo que a la hora de diseñar el intercambiador de calor para aumentar la temperatura del agua de red podemos calentar hasta 48°C, para llegar a los 60°C que marca la normativa debemos hacer uso de una sistema de apoyo basado en calderas de combustible fósil.

Tomando como temperatura de distribución 48°C tenemos la siguiente demanda térmica para ACS en cada una de las viviendas modelo:

Mes	Consumo (L/día)	Días del mes	Temperatura de la red (°C)	Demanda térmica (KJ)	Demanda térmica (kWh)
Enero	120	31	7	621.984,00	174,16
Febrero	120	28	7	561.792,00	157,30
Marzo	120	31	8	590.884,80	165,45
Abril	120	30	11	541.728,00	151,68
Mayo	120	31	12	528.686,40	148,03
Junio	120	30	15	466.488,00	130,62
Julio	120	31	17	435.388,80	121,91
Agosto	120	31	16	450.938,40	126,26
Septiembre	120	30	15	466.488,00	130,62
Octubre	120	31	11	544.236,00	152,39
Noviembre	120	30	9	571.824,00	160,11
Diciembre	120	31	7	621.984,00	174,16

TOTAL 1.792,68Kwh/año

Tabla 2.3. Demanda térmica para ACS A 48° C

Teniendo en cuenta que el sistema D.H está formado por 25 viviendas modelos. La demanda térmica anual para ACS a 48°C asciende a unos 44.817 kWh/ año.

Para alcanzar los 60°C de temperatura de distribución de ACS, el sistema auxiliar debe ceder energía térmica que podemos cuantificar con la siguiente expresión.

$$\dot{Q}_{ACS} = M \cdot N \cdot Cp \cdot (60 - 48)$$

Mes	Energía térmica (ACS;60°C) (kWh)
Enero	52,25
Febrero	47,19
Marzo	52,25
Abril	50,56
Mayo	52,25
Junio	50,56
Julio	52,25
Agosto	52,25
Septiembre	50,56
Octubre	52,25
Noviembre	50,56
Diciembre	52,25
TOTAL	615,18

Tabla 2.4. Demanda térmica para ACS A sistema de apoyo que eleva la temperatura de ACS desde 48 a 60°C

De este modo, el equipo auxiliar debe generar una energía total de 615,18 x 25 viviendas= 15.379 kWh anuales para aumentar la temperatura del agua ACS desde 48°C a 60°C.

3. Sistema de captación solar.

3.1 La radiación solar.

La energía solar es la energía obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación procedente del sol.

La radiación solar es el flujo de energía que recibimos desde este astro en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias y distintas longitud de onda. El Sol se compone principalmente de Hidrógeno (90%) y Helio (7%), en él tienen lugar reacciones de fusión ($H \rightarrow He$), la energía desprendida se transforma en rayos γ , estas ondas interactúan con la materia solar y generan radiaciones de diferente longitud de onda, así pues podemos distinguir distintos tipos de radiación.

Ultravioletas $\lambda < 0,38 \mu m$ (6,4%)

Visible: $0,38 \mu m < \lambda < 0,78 \mu m$ (48%)

Infrarroja: $\lambda > 0,78 \mu m$ (45,6%)

La intensidad de la radiación solar extraterrestre (G_{0n}) es la energía solar por unidad de tiempo en una superficie de área unidad perpendicular a la propagación de la radiación y situada fuera de la atmósfera, su valor varía a lo largo de un año y se encuentra entre $1398 W/m^2$ y $1310 W/m^2$, esta variación es debida a la excentricidad de la órbita de la Tierra que hace que la distancia entre ésta y el Sol presente ligeras variaciones a lo largo del año. En la actualidad se toma el valor de $I_0 = 1367 W/m^2$

Sin embargo, la radiación que alcanza la superficie terrestre queda reducida a unos $900 W/m^2$, por efectos de absorción, reflexión y difusión en la materia atmosférica (nubes, polvo, vapor de agua, polución, aerosoles, dióxido de carbono y otros gases).

Así pues la cantidad de radiación que llega a la superficie terrestre es menor, su espectro varía y además no llega toda en la misma dirección. Podemos distinguir tres tipos de radiación.

- Radiación directa (I_b), la que llega a la superficie terrestre sin haber sido desviada.
- Radiación difusa (I_d), aquella que ha sufrido fenómenos de difusión a lo largo del aire y no tiene una dirección predominante;
- Radiación reflejada (I_r) que llega, como su nombre indica, por reflexión en otras superficies.

Por tanto, en un día soleado predominara la radiación directa y en uno nublado la difusa, mientras que la reflejada depende siempre del albedo del entorno, y cobra mayor importancia en zonas nevadas y desérticas.

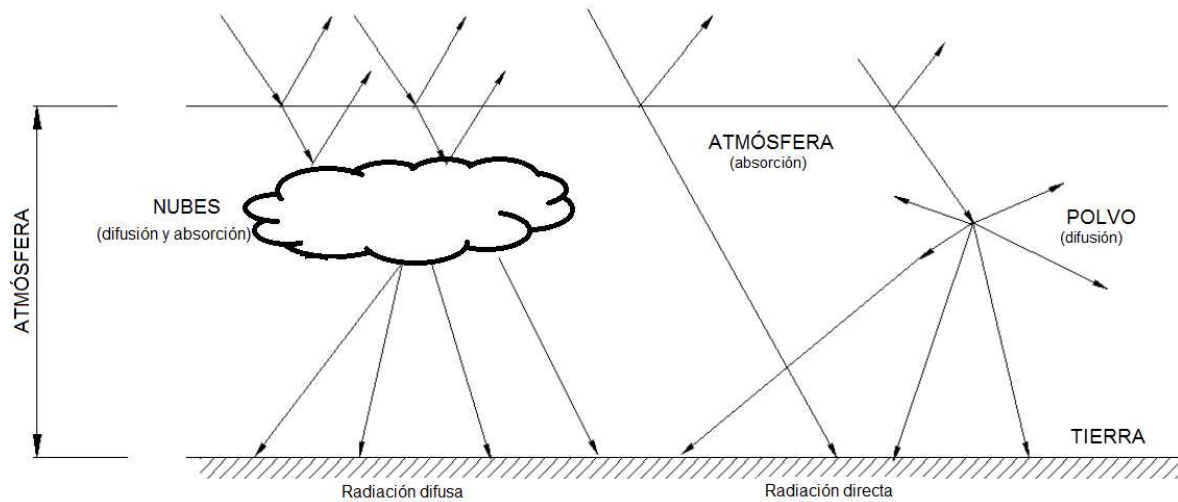


Fig.3.1 Componentes de la radiación total incidente en la Tierra. Elaboración propia

La suma de estos tres tipos de radiación se denomina radiación global, se mide con instrumentos denominados piranómetros y se suele referir a la radiación sobre plano horizontal ya que es la posición en la que se encuentran los instrumentos de medida.

Es posible aprovechar la radiación solar y obtener energía mediante sistemas denominados colectores solares, para recoger la máxima cantidad de radiación solar por unidad de superficie es preciso inclinar el colector hasta lograr la incidencia normal de los rayos de sol, por ello resulta interesante conocer la posición del Sol con respecto a la Tierra durante un año.

Dirección de la radiación solar.

Mediante un sistema de coordenadas esféricas con origen en el observador es posible conocer la posición del Sol para cada día y hora del año y por tanto la dirección de la radiación. Existen una serie de parámetros necesarios para definir dicho sistema de coordenadas.

- Latitud (Φ)

La latitud (Φ): es el arco de meridiano que se extiende desde el ecuador hasta el paralelo local, con lo que aumenta de 0° a 90° , tomando valores positivos para el hemisferio norte.

- Declinación (δ)

El eje de la Tierra está inclinado $23,45^\circ$ respecto a la perpendicular al plano que contiene su órbita alrededor del Sol. El ángulo que forman los rayos de Sol y el Ecuador varía entre $\pm 23,45^\circ$ según la expresión siguiente y se conoce como ángulo de declinación δ

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right), \text{ siendo } n \text{ el número de día del año}$$

- Ángulo horario (ω)

Representa el arco orbital instantáneo del Sol respecto del mediodía local, de modo que el ángulo horario a las 12:00 horas es nulo y el Sol se encuentra en el sur. El criterio internacional mas extendido toma signo positivo para la mañana y negativo para la tarde, y lo refiere a la hora solar local (HSL). Teniendo en cuenta que la velocidad de rotación de la Tierra es de 15° /hora. Podemos determinar el ángulo ω con la siguiente expresión.

$$\omega = 180 - 15 \times (HSL)$$

- Ángulos solares.

Como ya se ha comentado anteriormente, existe un sistema de coordenadas esféricas con centro en el observador es posible definir la posición del Sol en el cielo a partir de los siguientes ángulos:

- Altura solar (α_s). Es el ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte. Comienza en 0° al amanecer, culmina al mediodía con el valor: $\alpha_{sMAX} = 90^\circ - \Phi + \delta(n)$
- El ángulo zenital (θ_z): Es el ángulo complementario de la altura solar
- El ángulo acimut solar (γ_s): Es el recorrido horizontal del Sol. Marca como origen el mediodía, cuando $\omega=0^\circ$, a las 12 hora solar.

Inclinación e inclinación óptima de los colectores (β).

Por lo general, se utilizan datos empíricos obtenidos por medición directa para hallar la radiación global incidente en una superficie horizontal, y a partir de los ángulos que definen la orientación e inclinación de la superficie colector es posible conocer la radiación incidente sobre ellos. Un esquema de los ángulos característicos de un colector solar se puede apreciar en la fig 3.2.

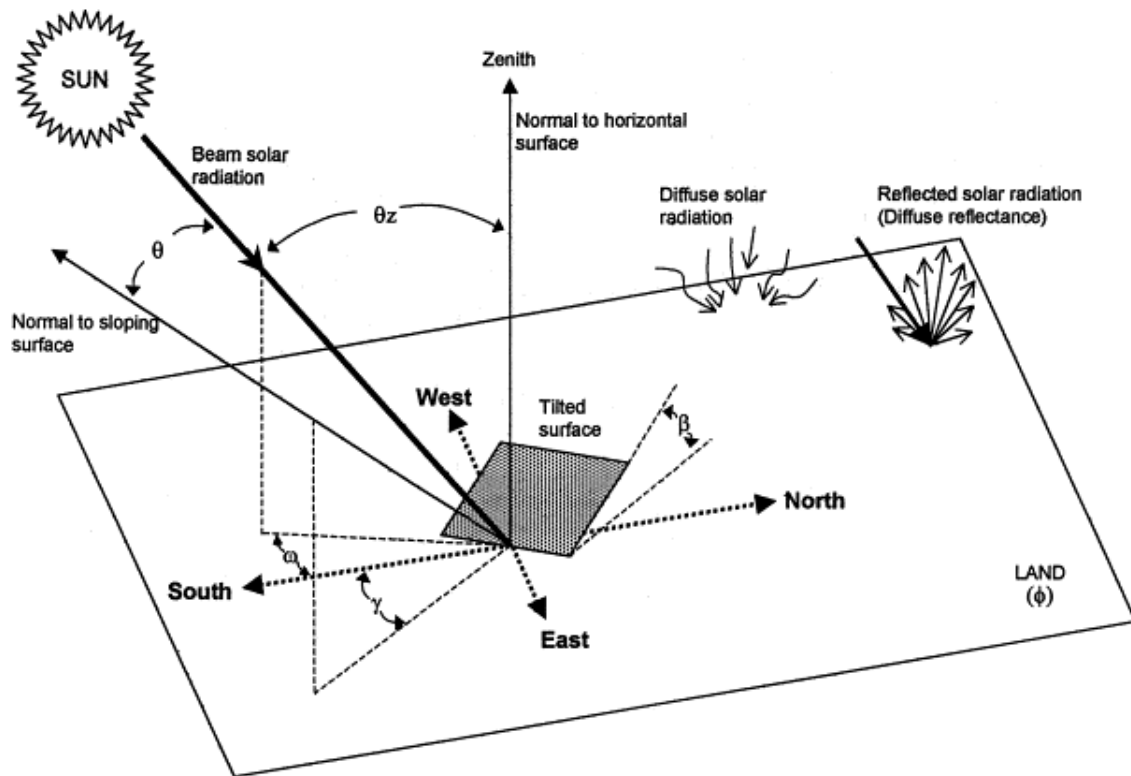


Fig3.2 Ángulos parámetro. Fuente:[2]

Como ya hemos comentado, para recoger la máxima cantidad de radiación solar posible por unidad de superficie es preciso inclinar la superficie del colector hasta lograr la incidencia normal con los rayos del Sol. Así en el hemisferio norte, si la latitud es mayor que la declinación hay que inclinar el colector hacia sur y hacia el norte en el caso de encontrarnos en el hemisferio sur.

La inclinación óptima es igual a la diferencia entre la latitud y la declinación y por tanto varía para cada día del año.

$$\beta_{\text{óptima}}(n) = \Phi - \delta(n)$$

Radiación sobre una superficie inclinada.

La radiación solar se registra normalmente para un plano horizontal en forma de radiación global sin distinguir entre componente directa y difusa, por tanto habrá que determinar cuánta radiación es difusa, cuánta reflejada y de que dirección viene, para ello existen una serie de estudios y correlaciones que generan los llamado modelos de cielo.

La radiación total incidente sobre un plano inclinado se suele descomponer en: directa I_b , difusa isotrópica $I_{d,iso}$, difusa circumsolar $I_{d,cs}$, difusa de horizonte $I_{d,hs}$ y reflejada $I_{d,r}$ y se expresa como la suma de las distintas contribuciones.

$$I_T = I_b + I_d = I_b + I_{d,iso} + I_{d,cs} + I_{d,hs} + I_{d,r}$$

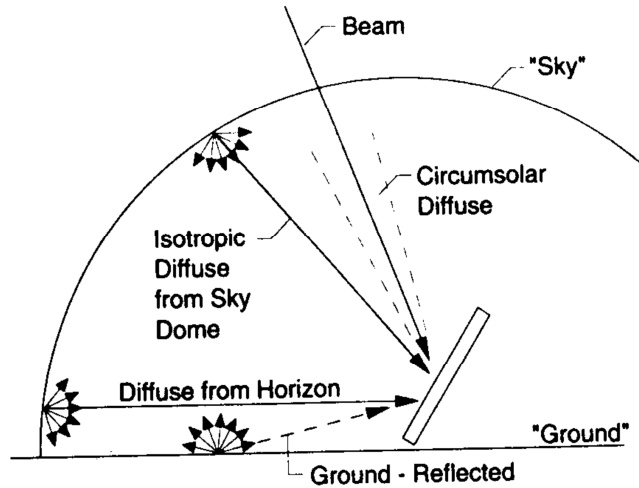


Fig 3.3 Desglose de la radiación difusa . fuente [2]

Los modelos de cielo separan la radiación difusa en fracciones manejables partiendo de ciertas hipótesis simplificadoras.

En este proyecto se trabajará sobre el modelo de cielo anisotrópico HDKR (Hay, Davies, Klucher, Reindl). Según este modelo la radiación total sobre la superficie inclinada del colector se expresa del siguiente modo:

$$I_T = I_b + I_{d,iso} + I_{d,cs} + I_{d,hs} + I_{d,r}$$

$$I_T = (I_b + I_d \cdot A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \cdot \left(1 + f \sin \left(\frac{\beta}{2} \right)^3 \right) + I \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

Donde:

- $R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)}$: relación entre la radiación directa sobre el plano inclinado y el horizontal
 θ : ángulo de incidencia con respecto a la superficie horizontal
 θ_z : ángulo de incidencia con respecto a la superficie inclinada

- ρ_g : reflectividad del suelo: 0,2 en condiciones normales, 0,7 con nieve fresca.

- $\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right)$: factor de forma entre el colector y el cielo

- $\left(\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right)$: factor de forma entre el colector y el suelo

- $A_i = \frac{I_b}{I_0} \quad f = \sqrt{\frac{I_b}{I}}$

I_0 : Irradiación extraterrestre

$I = I_b + I_d$: Irradiación sobre el plano horizontal a nivel de suelo

Para separar lecturas de radiación global en sus componentes directa y difusa se recurren a correlaciones, se utiliza un índice de transparencia atmosférico como parámetro.

En este proyecto se utilizará la correlación propuesta por Erbs et al. (1982) para calcular la radiación difusa en función del índice de transparencia atmosférico.

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0,09k_T & \text{si } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & \text{si } 0,22 \leq k_T < 0,8 \\ 0,165 & \text{si } k_T \geq 0,8 \end{cases}$$

Donde

$$I = I_b + I_d$$

$k_T = I / I_0$: índice de transparencia atmosférico (irradiación sobre plano horizontal/irradiación extraterrestre)

3.2 Sistema de captadores solares.

Captadores solares.

El captador solar es el elemento clave de los sistemas térmicos de calefacción y refrigeración solar. Su función es transformar la energía solar en energía térmica útil. En este apartado se resumirán las principales características técnicas de las diferentes tecnologías de captación solar disponibles. La correcta elección del tipo de captador depende principalmente de la temperatura de trabajo deseada y de las condiciones climáticas.

El rendimiento de los captadores solares disminuye al aumentar la temperatura del fluido y también cuando la temperatura ambiente o la radiación disponible disminuyen.

- *Tipos de captadores*

De manera general, se pueden clasificar los captadores solares atendiendo a su temperatura de trabajo, así pues tenemos:

De baja temperatura (hasta 60°C)	De media temperatura ($60 - 400^{\circ}\text{C}$)	De alta temperatura ($400 - 3000^{\circ}\text{C}$)
Captadores planos	Captadores de vacío Concentradores	Concentradores Parques de helióstatos
ACS Calefacción Piscinas Secaderos	Calefacción Refrigeración Climatización Procesos industriales y químicos	Procesos industriales de alta temperatura Generación eléctrica

a) Captadores solares planos.

En este tipo de captadores, el fluido que circula por el interior del absorbedor es usualmente agua (a menudo con aditivos anticongelantes) aunque es posible utilizar otros fluido. Con el fin de maximizar la obtención de energía y reducir las pérdidas térmicas, estos captadores cuentan con los siguientes elementos.

- **Tubos del circuito del fluido térmico:** conjunto de tuberías por donde circula el fluido caloportador, esto tubos están en contacto directo con el absorbedor y su unión suele hacerse mediante soldadura metálica a lo largo de todo la longitud del tubo para que la transferencia de calor se realice a través de una superficie de alta conductividad.
- **Placa absorbedora:** es el elemento donde la energía absorbida en forma de radiación solar se convierte en energía térmica y se transfiere al fluido caloportador. Las superficies absorbedoras suelen tener recubrimientos diseñados para tener la absorptividad más alta posible del espectro visible e infrarrojo y la emisividad más baja posible del espectro infrarrojo correspondiente a las temperaturas de operación del captador.

- **Cubierta transparente:** ésta puede ser simple o doble, tiene por objeto permitir el paso de la radiación solar de una forma óptima y provocar el efecto invernadero además de reducir las pérdidas.
- **Barreras de convección:** son película situada en la parte posterior de la cubierta de cristal (habitualmente construidas de teflón) que presenta una gran resistencia al calor para reducir las pérdidas por convección.
- **Caja o carcasa:** alberga los elementos que componen el captador solar y alberga el material aislante que impide las pérdidas térmicas por la superficie no transparente del captador solar.

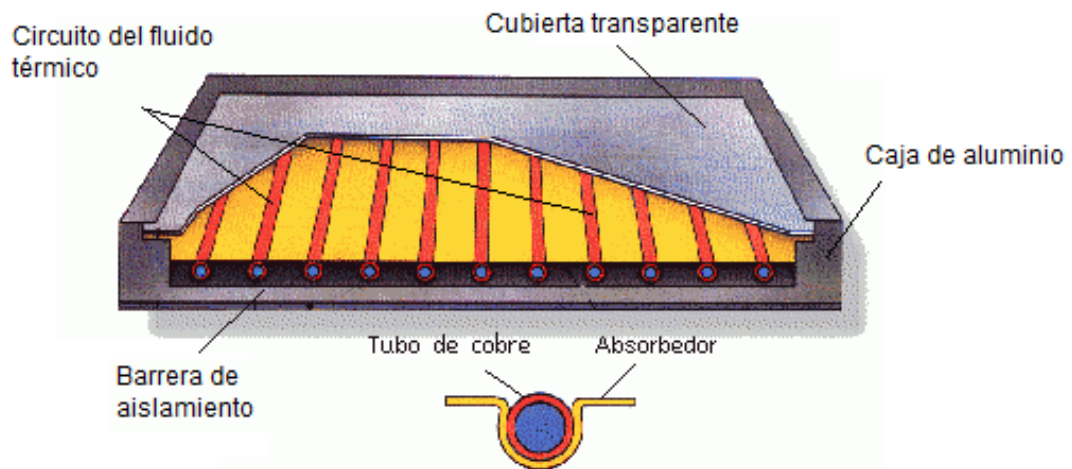


Fig. 3.4. Partes de un colector solar plano. www.ecotec.de

b) Captadores solares de tubo de vacío

Están formados por hileras de tubos de cristal conectados en paralelo a una tubería de cabecera. En cada uno de estos tubos se ha realizado el vacío a fin de reducir al máximo las pérdidas de calor. Su geometría tubular es necesaria para soportar la diferencia de presiones entre la atmosférica y el vacío interior. Se pueden clasificar en dos grupos:

- **Tubos de flujo directo:** este sistema fue el primero en desarrollarse, y su funcionamiento es idéntico al de los captadores solares planos, en donde el fluido caloportador circula por el tubo expuesto al sol, calentándose a lo largo del recorrido
- **Tubos tipo heat pipe o flujo indirecto:** es una evolución del tubo de flujo directo que trata de eliminar el problema del sobrecalentamiento presente en los climas más calurosos. En este sistema, se utiliza un fluido que se evapora al calentarse, ascendiendo hasta un intercambiador ubicado en el extremo superior del tubo. Una vez allí, se enfría y vuelve a condensarse, transfiriendo el calor al fluido principal. Este sistema presenta una ventaja en los veranos de los climas cálidos, pues una vez evaporado todo el fluido del tubo, éste absorbe mucho menos calor, por lo que es más difícil que los tubos se deterioren o se rompan.



Fig 3.5. Captadores solares de tubo de vacío. Fuente: Themomax

c) Captadores de vacío

Su funcionamiento es similar a los captadores solares de tubos de vacío, pero en este caso el vacío se produce en el espacio entre absorbedor y cubierta por tanto será necesario incorporar elementos que den rigidez a su estructura, para evitar el hundimiento de la cubierta acristalada.

Existen varios modelos en el mercado, los más sencillos son similares a un colector plano normal pero con vacío entre la cubierta y el absorbedor, los modelos más complejos, llamados UHV (Ultra High Vacuum) logran un vacío de hasta 1×10^{-12} bar reduciendo de manera considerable las pérdidas por conducción y convección

d) Captadores Parabólico compuestos.(concentradores)

También llamados concentradores porque concentran la radiación mediante el uso de reflectores que, después de una o más reflexiones, fuerzan la radiación incidente dentro de un cierto ángulo (llamado ángulo de aceptación) en la dirección del absorbedor.

El gran ángulo de aceptación de estos dispositivos les permite aprovechar tanto la radiación directa como la indirecta.

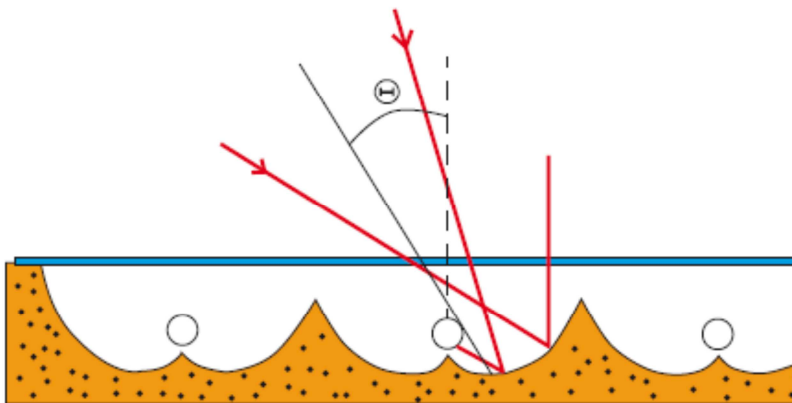


Fig 3.6. Esquema de funcionamiento de un concentrador. Ref [10]

e) Captadores lineales de tipo Fresnel

La tecnología Fresnel utiliza reflectores planos, simulando un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila individual de espejos en relación con el absorbedor. Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el sol en un tubo, colocado por encima de los espejos. Se utiliza agua como fluido caloportador en estado vapor. Los niveles de concentración solar son inferiores respecto a los captadores cilindro-parabólicos y, por tanto, las temperaturas de trabajo son mas bajas.

Esta tecnología destaca por su sencillez y bajo coste. Los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, por lo tanto su materia prima es muy barata, por otro lado, la forma curvada de los espejos cilindro parabólicos, y su mayor calidad, hace que sean un 15% más eficiente que los espejos Fresnel.

f)) Captadores cilíndrico-parabólicos (CCP)

Este tipo de captadores incorporan un mecanismo que permite alcanzar temperaturas elevadas en el fluido caloportador ($T > 150^{\circ}\text{C}$), los captadores cilíndrico-parabólico son la tecnología de generación de calor a alta temperatura más madura, se utiliza en plantas de generación eléctrica o en procesos industriales que requieran calor a alta temperatura.

Los reflectores, que tienen una forma parabólica, concentran la radiación solar directa en el receptor situado a lo largo del foco. El receptor consiste en un tubo absorbedor con un área, que es normalmente de 25 a 35 veces más pequeña que la apertura. El fluido a calentar circula por el interior del tubo absorbente. Los fluidos de trabajo más habitual son los aceites térmicos.

El tubo absorbente o receptor es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del captador. El receptor suele estar formado por dos tubos concéntricos. El tubo metálico interno lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad ($>90\%$) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico.

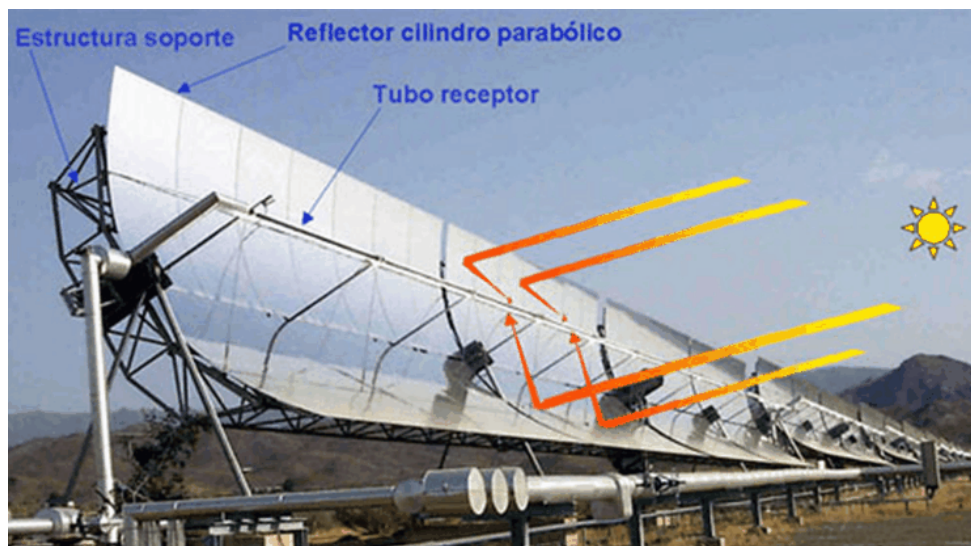


Fig 3.7. Esquema de funcionamiento de un CPC. Ref [10]

g) Otras tecnologías de captación solar. Parques de heliostátos / disco Stirling

Existen concentradores térmicos puntuales (no lineales), como plantas solares de torre y discos Stirling, que utilizan mecanismo de seguimiento de dos ejes y no suelen encontrarse en sistemas generadores con aplicaciones térmicas exclusivamente.

Selección del captador solar.

Existen muchos factores que influyen a la hora de decidir qué tipo de colectores instalamos en nuestro proyecto solar: (factores técnicos, económicos, limitación de espacio...). Para este proyecto nos basaremos en la temperatura de operación prevista del fluido caloportador a su paso por el colector.

Por las características de la instalación descritas en el anterior, suponemos en una primera aproximación que la temperatura de entrada del colector (T_{ic}) es constante y coincide con la temperatura del cambio de fase del material PCM que almacena el calor en el depósito : ($T_{ic} \approx T_{PCM} \approx 48^\circ C$).

La carga energética del material de cambio de fase no requiere temperaturas excesivamente altas (basta con temperaturas superiores a los $48^\circ C$), por tanto es razonable la elección de colectores planos como sistema de captación solar en este proyecto.

Ventajas e Inconvenientes del uso de captadores planos.

- ✓ Estructura robusta y sencilla en comparación con otros tipos de captadores.
- ✓ Ampliamente desarrollados y contrastados desde un punto de vista técnico.
- ✓ Relación favorable entre el precio y el rendimiento.
- ✓ Atractivo desde un punto de vista estético, debido a las superficies planas y tintadas que existen hoy en día.
- ✗ No se alcanzan temperaturas tan elevadas en el fluido de trabajo como en otras tecnologías.
- ✗ Presentan pérdidas térmicas más importantes que en otras tecnologías

La página web del instituto para la energía solar, *Institut Für Solartechnik SPF* [24] ofrece un amplio y detallado catálogo de captadores solares clasificados por tipos. Para este proyecto se ha optado por el modelo CAO TLP del Fabricante suizo CAOTEC SOLAR GmbH. La hoja de características en el anexo 2.

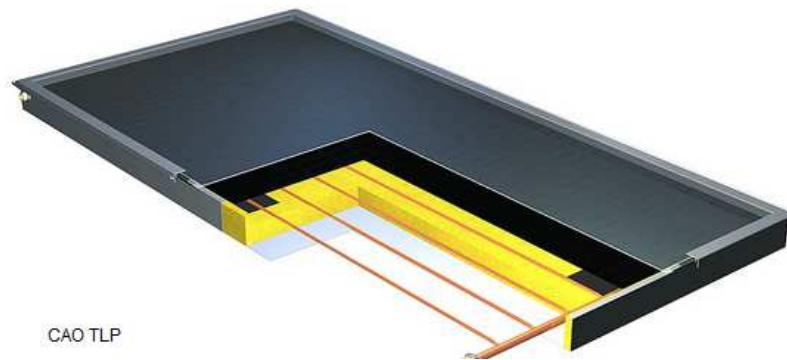


Fig 3.8. Sección del captador utilizado. Para más detalle véase el anexo 2

Rendimiento térmico

Definimos el rendimiento térmico de un colector solar plano como la relación entre energía útil que se transmite al fluido caloportador y la energía bruta incidente sobre el absorbedor.

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_e}$$

Como ya hemos comentado, el objetivo de un captador solar es transformar la energía de la radiación solar incidente sobre el absorbedor en energía útil que se transmite al fluido caloportador, no obstante esta conversión de energía no se llega a realizar al 100% debido a dos tipos de pérdidas propias del proceso que principalmente son:

- Pérdidas ópticas: propias del proceso de captación de energía, dependen de las propiedades ópticas del absorbedor: absorptividad, emisividad...
- Pérdidas térmicas: debidas a los procesos de transferencia de calor (convección y conducción) entre el fluido caloportador y el ambiente que están a distinta temperatura, por tanto depende de las condiciones ambientales en las que se realiza la transferencia de calor (temperatura del fluido de trabajo, temperatura ambiente...) y de las de las propiedades y disposición de los materiales incluidos en dicha transferencia.

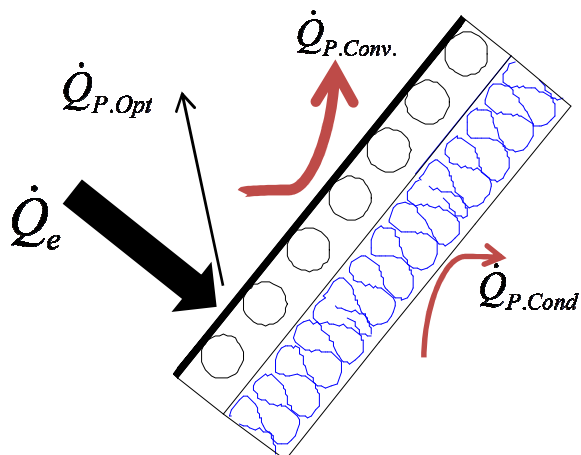


Fig 3.9. Diagrama de pérdidas en un colector solar. Elaboración propia

La norma UNE-EN 12975-2:2002 [22] (de obligado cumplimiento en España) propone como ecuación del rendimiento de un captador solar:

$$\eta_c = \eta_0 - k_1 \frac{[T_{m,c} - T_{amb}]}{I_t} - k_2 \frac{[T_{m,c} - T_{amb}]^2}{I_t}$$

Donde:

- η_0 : Rendimiento óptico o rendimiento máximo (depende de las propiedades ópticas del absorbedor y es adimensional)
- k_1 , k_2 : Coeficiente lineal y cuadrático que dependen de las propiedades térmicas de los materiales del colector. Sus unidades son $[W / m^2 \text{ } ^\circ C]$ y $[W / m^2 \text{ } ^\circ C^2]$ respectivamente.
- I_T : Irradiación sobre el plano del captador.
- T_{amb} : Temperatura ambiente.
- $T_{m,c}$: Temperatura media del fluido del captador: $T_{m,c} = \frac{(T_{s-c} - T_{e-c})}{2}$ siendo T_{e-c} y T_{s-c} la temperatura de entrada y de salida respectivamente del fluido de trabajo.

En la práctica el valor de los parámetros: η_0 , k_1 y k_2 vienen dados como datos en la ficha técnica del colector solar, dichos valores son obtenidos por el fabricante a partir del método de ensayo fijado por la normativa UNE-EN 12975-2:2002.

Orientación e Inclinación del colector.

La orientación e inclinación de los colectores solares serán tales que las pérdidas respecto a la orientación óptima sean mínimas. Como regla general se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Los captadores deben situarse de tal forma que se aproveche al máximo la radiación solar disponible para el período de utilización. Normalmente se orientan hacia el sur en el hemisferio norte.
- Se intentará que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la superficie del captador al mediodía solar y se procurará que se cumplan las siguientes inclinaciones.

Utilización	Inclinación del colector
Todo el año	Latitud del lugar
Invierno	Latitud + 10°
Verano	Latitud – 10°

Tabla 3.1. Inclinación óptima de los colectores según utilización.

Generalmente para el cálculo de la radiación solar incidente se utilizan datos medidos en piranómetros que reflejan la radiación global sobre una superficie horizontal y posteriormente se tiene en cuenta la inclinación real del captador aplicando un coeficiente $K_{\tau\alpha}(\theta)$ que depende del ángulo de inclinación del colector y de la latitud del lugar. No obstante en este proyecto se trabaja con datos reales obtenidos en planta experimental del Instituto Eduardo Torroja (Arganda del Rey) donde la radiación solar incidente se ha medido en aparatos con inclinación de $\theta = 40^\circ$ y orientados hacia el sur: $\gamma = 0^\circ$.

Selección del fluido de transferencia de calor (HTF)

El fluido de transferencia de calor (HTF del inglés Heat Transfer Fluid) o también llamado fluido caloportador o de trabajo es el fluido que circulará en el circuito primario. Siguiendo el esquema del plano TFG.02, este fluido será bombeado por la bomba P1 y fluirá por los tubos del colector plano absorbiendo el calor del panel solar, posteriormente cederá el calor absorbido en el intercambiador de carga situado en el interior del tanque acumulador.

A la hora de seleccionar el fluido de transferencia de calor que utilizaremos en nuestra instalación solar debemos tener en cuenta algunos factores:

- El fluido debe ser estable y no perder sus propiedades a las temperaturas de trabajo diseñadas para el funcionamiento del colector.
- Estar protegidos contra heladas.
- No ser corrosivo, en el caso de que el material de las tuberías del circuito primario sea propenso a la corrosión.
- Poseer un calor específico elevado y buena conductividad térmica.
- Ser no tóxicos y no contaminar el medio ambiente.
- Tener viscosidad baja para reducir las pérdidas de carga por fricción.
- Se intentará que el fluido tenga alta disponibilidad en el mercado y que su precio no sea muy elevado.

Debido a su alta disponibilidad y bajo precio, el agua podría ser un buen HTF, no obstante durante el invierno, la temperatura ambiente puede llegar a provocar su congelación en las tuberías exteriores o enterradas, de igual modo en verano las altas temperaturas podrían provocar la ebullición del agua con los problemas de bombeo que esto implica (cavitación).

Para evitar estos problemas, es bastante común el uso de una mezcla de agua con anticongelante como fluido caloportador. El fabricante de colector solar recomienda el uso de agua-glicol al 33.3% como fluido de transferencia de calor.

La siguiente gráfica compara los puntos de congelación para una mezcla de agua con propilenglicol y otra de agua con etilenglicol. La temperatura de congelación disminuye con la concentración. Para nuestro caso se ha registrado una temperatura mínima alrededor de unos -15°C . Por tanto debemos asegurar un punto de congelación de la mezcla en torno a los -20°C , así pues podemos tener una mezcla de unos 33.3% de etilenglicol o una mezcla de algo más del 40% de propilenglicol.

Finalmente se ha optado en este proyecto por utilizar una mezcla de agua y etilenglicol al 33,3% tal y como recomienda el fabricante del colector.

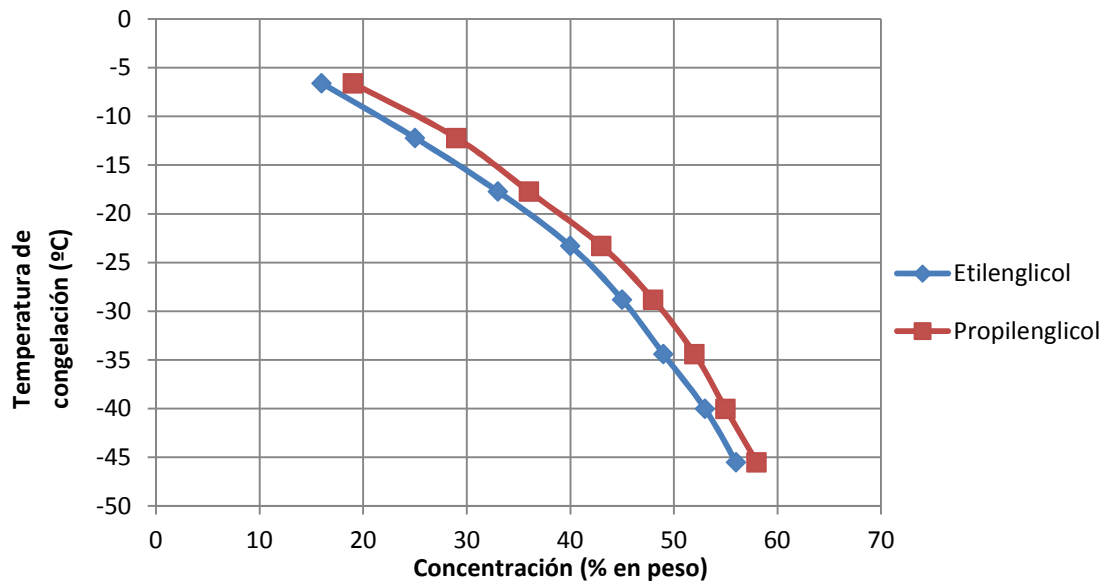


Gráfico 3.1 Curva de congelación de dos preparados comerciales a base de etilenglicol y Propilenglicol en función de la concentración.

Propiedades del fluido de transferencia de calor.

Se trata de una mezcla en disolución del 33,3% de agua y etileno-glicol, con aditivos anticorrosivos y mejoradores anti desgaste. Tiene buena relación viscosidad/temperatura, muy buenas propiedades de resistencia a la llama, excelente comportamiento a bajas temperaturas, y un costo que no es prohibitivo. Sin embargo, su temperatura de utilización está limitada por el agua, suele tener problemas de corrosión, presenta problemas de evaporación y separación de fases, y requiere frecuentes cuidados de mantenimiento.

A continuación se resumen las características de la mezcla agua-etilenglicol al 33,3% utilizado como fluido de transferencia de calor en el circuito primario de este proyecto. La hoja de especificaciones del etilenglicol se puede consultar en el anexo 4.

- Densidad= 1.038 kg/m^3
- Calor específico* = $C_p = 2.880 \text{ J/KgK}$
- Caudal nominal (recomendado por el fabricante del colector)= 110 l/h ; $0,0317 \text{ kg/s}$

Montaje y sujeción de los captadores solares.

La estructura soporte de los captadores deberá tener las siguientes características:

- Rapidez de montaje.
- Bajo coste
- Seguridad en el anclaje y sujeción.

Hemos definido que la orientación de los captadores será al sur, por tanto el único viento que puede representar un riesgo para los captadores es el que viene del norte y que ejercerá fuerza de tracción sobre los anclajes. El CTE [7] en su documento base (Seguridad estructural-Acciones de la edificación) muestra un ejemplo de montaje de captadores sobre una cubierta plana que podría aplicarse para este proyecto.

El tipo de colector seleccionado (*CAOTEC CAO TLP*) permite su integración en tejados con inclinación y también sobre cubiertas planas. En este proyecto vamos a seguir el ejemplo del sistema District Heating de Sunmark Marstal [19] (fig 3.11) donde todos los captadores solares están instalados sobre el terreno en una parcela independiente a las viviendas, esta configuración no suele ser muy habitual pero tienen algunas ventajas sobre la configuración integrada en el tejado de la vivienda:

- Fácil acceso para mantenimiento, reparación y mejor control contra sabotajes...
- La idea es que el sistema de captación y acumulación funcione como una planta de generación térmica y que el consumidor sólo tenga que conectarse a través de una tubería.

Otra opción que combina las ventajas de un sistema de captación central y el ahorro de superficie en el terreno podría ser la instalación de los colectores sobre las cubiertas de puestos de estacionamiento para los vehículos de los habitantes de la urbanización a climatizar (fig 3.12)



Fig. 3.10. Montaje del sistema de captación sobre el tejado de las viviendas de los consumidores del D.H. Freiburg, Alemania . Referencia: young-germany.de



Fig 3.11 . Montaje del sistema de captación tipo centralizado instalado en una parcela independiente de las viviendas de los consumidores. Sunmark Marstal, Dinamarca.



Fig. 3.12. Montaje del sistema de captación tipo centralizado instalado en la cubierta de un edificio o estructura pública, por ejemplo un aparcamiento. Graz, Austria.

La separación entre filas de captadores será tal que al mediodía solar del días más desfavorable, la sombra de la arista superior de una fila a de proyectarse como máximo sobre la arista inferior de la fila siguiente.

En nuestro caso, el campo de captadores está orientado hacia el sur y situado en el hemisferio norte, se sabe que:

- Día más desfavorable: 21 de Diciembre.
- Altura solar máxima a las 12 h del día más desfavorable:
$$h_0 = (90^\circ - \text{latitud}) - 23,5^\circ = (90 - 40) - 23,5 = 26,5$$

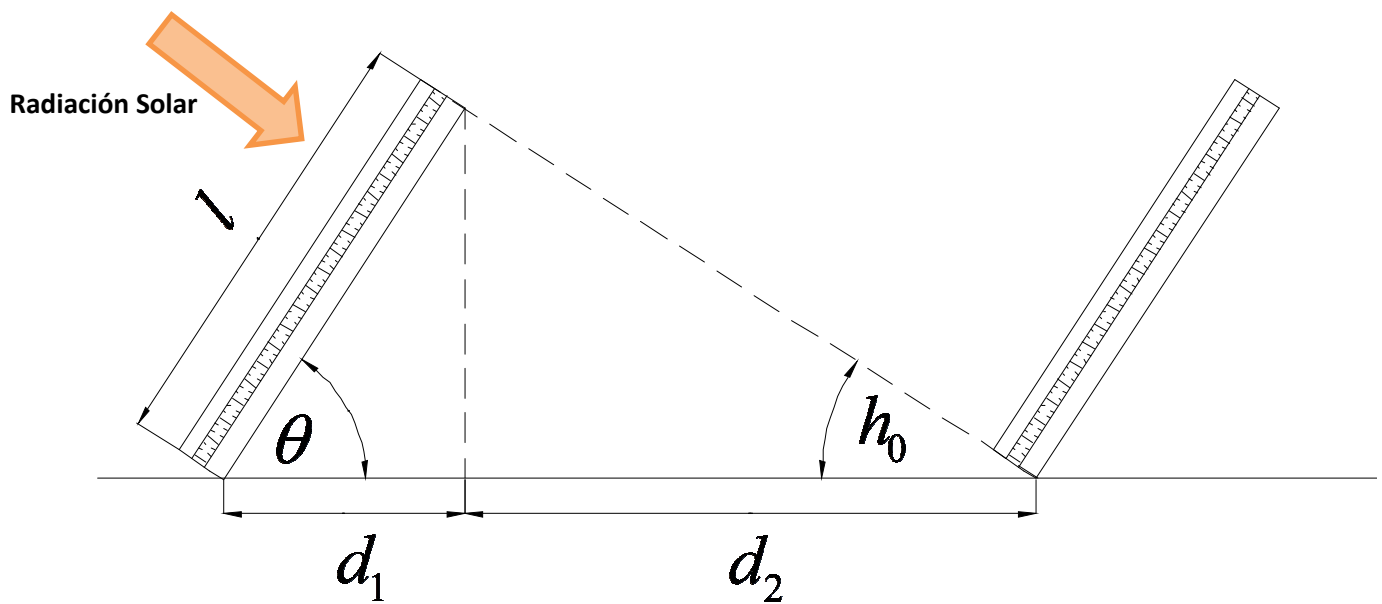


Fig 3.13 . Distancia entre filas de colectores. Elaboración propia

Y operando nos queda:

$$d = d_1 + d_1 = l \left(\frac{\sin(\theta)}{\tan(h_0)} \right) + \cos(\theta) = 2,020 \times 2,055 = 4,15m$$

Circuito solar.

El circuito primario o solar de nuestra instalación es aquél que engloba desde el sistema de captadores hasta el intercambiador de carga del tanque acumulador. El fluido de trabajo circula a través del sistema de tuberías pre aisladas y es el encargado de transmitir la energía térmica absorbida por los colectores solares al acumulador estacional de calor.

Resumen de componentes:

- Colectores. Son los dispositivos encargados de absorber la irradiación solar incidente y transformarla en energía térmica a través del sistema de tubos de su interior.
- Fluido de transferencia térmica (HTF). Circula por el sistema de tubos de los colectores almacenando calor hasta el intercambiador donde cede parte de su calor, a la salida del intercambiador es impulsado por el sistema de bombeo y vuelve a circular a través de los tubos del sistema de colectores.
- Sistema de bombeo.. El circuito primario consta con una bomba eléctrica que permite regular la transferencia térmica a partir de la regulación del caudal.
- Vaso de expansión. Localizado a la salida del intercambiador, su función es absorber la dilatación de volumen sufrida por el fluido debido a los cambios de temperatura.

Esquema del circuito:

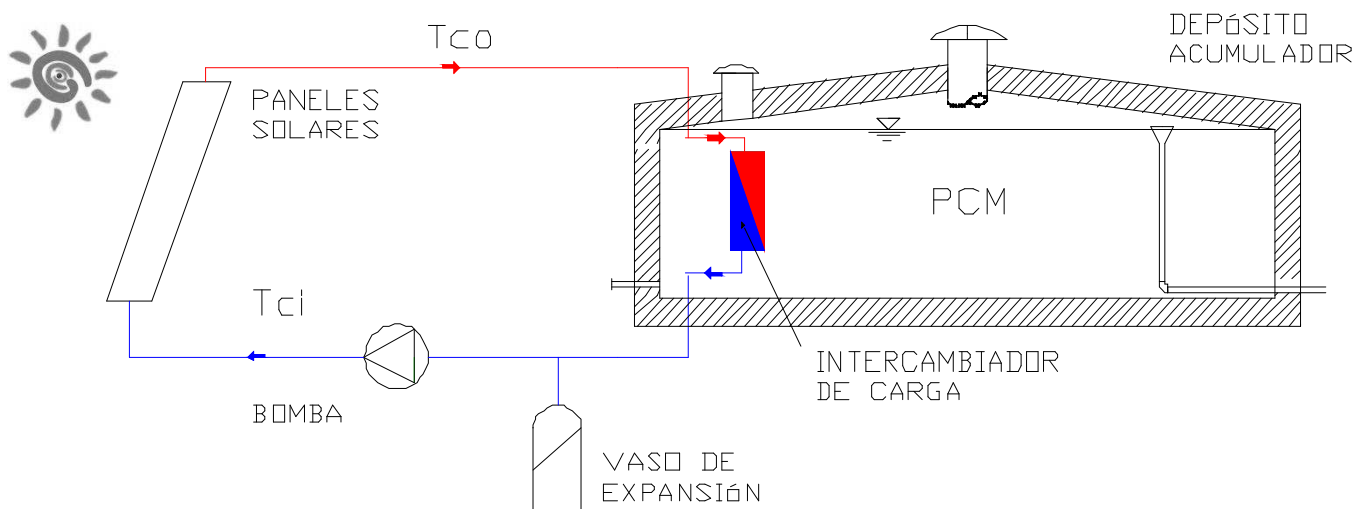


FIG 3.14. Esquema general del circuito primario del sistema D.H. Elaboración propia.

3.3 Análisis energético del sistema de captación.

Como ya se ha visto, no toda la radiación global absorbida por el colector plano se transmite al fluido caloportador, existen pérdidas de calor hacia el ambiente que se pueden cuantificar utilizando el concepto de rendimiento térmico introducido en el capítulo anterior.

En la base datos ([archivo 2010.xls](#)) disponemos de los valores de radiación global incidente sobre una superficie inclinada 40° registrados cada 10 minutos durante un año. El cálculo del calor útil Q_u en un colector plano viene dado por la expresión:

$$Q_u = \eta_c I_t$$

Donde η_c es el rendimiento térmico y I_t es la radiación global sobre la superficie inclinada en (W/m^2)

La expresión del rendimiento se puede simplificar a la siguiente expresión ya vista en el capítulo anterior:

$$\eta_c = a_0 - a_1 \frac{[T_{m,c} - T_{amb}]}{I_t}$$

Donde a_0 y a_1 [$W/m^2 K$] son constante propias del modelo de captador que vienen dadas por el fabricante en la hoja técnica del equipo, T_{mc} es la temperatura media del fluido en el colector y T_{amb} la temperatura ambiente.

La base datos nos proporciona valores de las variables Temperatura ambiente (T_{amb}) durante todo el año en intervalos de 10 minutos. Tanto la temperatura ambiente como la radiación sobre la superficie inclinada varían a lo largo del día y como consecuencia también lo hará el rendimiento, de este modo la expresión anterior del cálculo útil queda:

$$Q_u(t) = \eta_c(t) \times I_t(t)$$

Siendo t la dependencia de estas variables con respecto al tiempo.

La temperatura media del fluido a su paso por el colector se define como

$$T_{mc} = \frac{T_{oc} + T_{ic}}{2}$$

Donde T_{oc} es la temperatura del fluido y a la salida del colector T_{ic} la de entrada.

En una primera aproximación consideramos que la temperatura de entrada al colector es igual a la temperatura del cambio de fase del PCM ya que será temperatura mínima del intercambiador de carga del depósito.

$$T_{ic} = T_{PCM} \approx 48^{\circ}C$$

Para calcular la temperatura de salida del colector del fluido se llevará a cabo un **proceso de iteración** realizado de la hoja de cálculo elaborada para este proyecto con título "*estudio energético del sistema de captación solar.xls*"

- Pasos de la iteración:

- 1) Suponemos que toda la potencia térmica de la radiación es absorbida por el fluido en forma de calor útil, esto es: suponemos, en una primera aproximación, que el rendimiento del colector es igual a 1 y por tanto el calor útil en el fluido de trabajo es igual al calor de la radiación incidente.

$$\eta_{c,0} = \eta(t) = 1 \longrightarrow Q_u' = I_T$$

- 2) Calculamos un primer valor de la temperatura de salida del fluido mediante la expresión:

$$Q_u'(t) = \dot{m} \times cp_{a.glicol} [T_{oc} - T_{ic}] = I_T \longrightarrow T_{oc}' = \frac{I_T}{\dot{m} \cdot cp_{a.glicol}} + T_{ic}$$

- 3) Utilizamos el valor de T_{oc}' para obtener el rendimiento a partir de la expresión:

$$\eta_{c,1} = a_0 - a_1 \frac{[T_{m,c}' - T_{amb}]}{I_t} \quad \text{con } T_{m,c}' = \frac{T_{oc}' + T_{ic}}{2}$$

- 4) Obtenemos el calor útil absorbido por el fluido teniendo en cuenta el rendimiento calculado en el apartado anterior.

$$Q_u'' = \eta_c' \cdot I_T ;$$

- 5) Obtenemos el valor corregido de la temperatura de salida.

$$T_{oc}''(t) = \frac{Q_u''}{\dot{m} \cdot cp_{a.glicol}} + T_{ic}$$

Y con este nuevo valor de la temperatura de salida, calculamos el nuevo rendimiento corregido, que consideraremos el definitivo.

$$\eta_c'' = a_0 - a_1 \frac{[T_{m,c}'' - T_{amb}]}{I_t} = \eta_c$$

- 6) Finalmente obtenemos el calor útil con el valor del rendimiento definitivo obtenido en la iteración.

$$Q_u(t) = \eta_c(t) \cdot I_T(t)$$

Véase los cálculos en el archivo adjunto: *Estudio energético del sistema de captación.xls*

Análisis energético del sistema de captación.xls

Datos del fabricante y calculados:

2	DATOS DEL COLECTOR		
3			
4	a0	0,802	
5	a1	3,8	W/K*m^2
6	Caudal Nominal	110	l/h
7	Area de absorbedor	1,818	m^2
8			
9	Variación porcentual del caudal nominal	100	%
10	Número de paneles	250	
11			
12	Area total de absorción	454,50	m^2
13	Caudal kg/s de cada colector	0,0317167	kg/s * m^2
14	Caudal total kg/s	7,9291667	kg/s
15	Cp mezcla	2880	J/kg* K
16	mCp	182,688	W/m^2
17	Temperatura entrada colector	48	°C

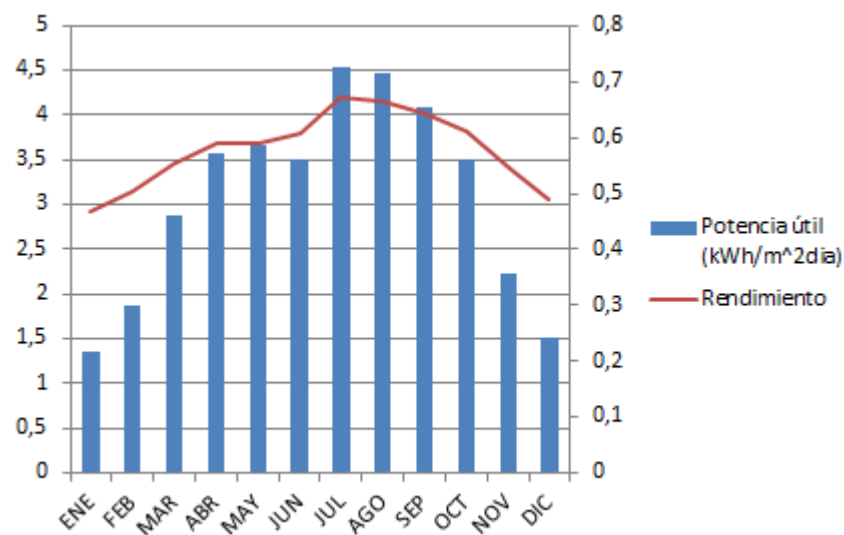
En esta primera tabla del archivo Excel se tienen los datos fijos del colector ofrecidos por el fabricante y sombreados de rojo.

Los valores en azul corresponde a datos que se pueden variar durante el proyecto con el fin de ajustar la generación de calor a la demanda, así pues podemos variar el caudal del fluido de trabajo siendo el 100% el relativo al caudal nominal. Igualmente podemos cambiar el número de paneles solares que formarán el complejo de captación.

El resto de datos de esta tabla son calculados a partir de los datos fijos (rojo) y variables (azul).

Resultado del análisis:

RESULTADOS													
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Irradiación registrada [kWh/m ²]	89,1687903	104,422518	161,465945	181,016835	193,059083	173,488308	209,113089	207,550512	190,598116	177,957894	121,975078	95,988439	1.905,80
Potencia térmica mensual [kWh/m ²]	41,8396648	52,5203453	89,2553613	106,931254	113,603986	105,17738	140,805949	138,303433	122,609077	108,629072	66,6586159	46,9968504	1.133,33
Potencia térmica útil mensual [kWh/m ² día]	1,34966661	1,87572662	2,8792052	3,56437513	3,66464472	3,50591265	4,54212739	4,46140105	4,08696923	3,50416363	2,22195386	1,51602743	
Potencia termica útil mensual DIARIA (kwh/día)	613,423472	852,517748	1308,59877	1620,0085	1665,58102	1593,4373	2064,3969	2027,70678	1857,52752	1592,64237	1009,87803	689,034468	
Rendimiento	0,46921871	0,50295996	0,55278134	0,59072547	0,58844155	0,60625053	0,67334833	0,66636035	0,64328588	0,61042008	0,54649373	0,48960949	0,59467323



TOTAL kWh / año 515.098,93

En esta tabla se recogen los resultados obtenidos en el proceso de cálculo del resto de hojas que forma el archivo Excel. Estos datos se utilizarán clasificados por meses y se utilizarán en varios cálculos a lo largo del proyecto. El valor total de energía útil absorbida por el fluido portador es de 515.000 kWh anual.



Cálculos para cada mes (Enero... Diciembre).

COLUMN A	PARÁMETRO	ORIGEN
A	Fecha (día-mes-hora-minuto) en el que se toman los datos.	Proviene del archivo Excel 2010.xls
F	Temperatura ambiente registrada para el período de la columna A.	T_{amb} Proviene del archivo Excel 2010.xls
G	Radiación global incidente sobre el plano inclinado 40º	I_T Proviene del archivo Excel 2010.xls
H	Calor útil (W) en primera aproximación (suponiendo rendimiento 1)	$Q' = 1 \times I_T$
I	Temperatura de salida en la primera iteración	$T_{o,c}' = \frac{Q'_u}{mCp} + T_{i,c}$
M	Rendimiento del colector en primera iteración:	$\eta_{c,1} = a_0 - a_1 \frac{[T_{m,c}' - T_{amb}]}{I_t}$ con $T_{m,c}' = \frac{T_{oc}' + T_{ic}}{2}$
N	Calor útil teniendo en cuenta los rendimientos de M	$Q'' = \eta_{c,1} \times I_T$
O	Temperatura de salida en la segunda iteración:	$T_{o,c}'' = \frac{Q''_u}{mCp} + T_{i,c}$
S	Rendimiento del colector en la segunda iteración: (definitivo)	$\eta_c = a_0 - a_1 \frac{[T_{m,c}'' - T_{amb}]}{I_t}$ con $T_{m,c}'' = \frac{T_{oc}'' + T_{ic}}{2}$
T	Calor útil teniendo en cuenta el rendimiento de S: (definitivo)	$Q = \eta_c \times I_T$
B,C,D,E, J,K,L,P, Q,R,V	Cálculos auxiliares.	



Resultados para cada mes (Enero... Diciembre).

CELDA	PARÁMETRO	ORIGEN
X3	Calor útil total para el mes.	Suma (Integración) de los valores de V para cada 10 minutos
Y3	Calor útil tota para el mes por unidad de superficie del absorbedor	Columna X3 entre metros área total del absorbedores.
AA	Error cometido en la segunda iteración.	

Los datos de calculados en este hoja también han servido para obtener otros datos interesantes que se han utilizado a lo largo del proyecto como la temperatura media de entrada del fluido de trabajo al acumulador, la temperatura mínima registrada, los minutos totales en los que ha estado trabajando el sistema de colectores...



4. ALMACENAMIENTO DE CALOR Y MATERIALES DE CAMBIO DE FASE (PCM)

4.1 Introducción.

El concepto de almacenamiento de calor en sistemas térmicos consiste en aprovechar la inercia térmica de ciertos materiales para disminuir los consumos energéticos. El almacenamiento térmico mejora la eficiencia energética de los sistemas de calefacción / climatización. Existen tres posibilidades de almacenamiento de energía térmica que se investigan en la actualidad:

- Por calor sensible

El calor sensible es aquel que recibe un cuerpo o un objeto y hace que aumente su temperatura sin afectar su estructura molecular y, por lo tanto, su estado. La cantidad de calor necesaria para calentar o enfriar un cuerpo es directamente proporcional a la masa del cuerpo y a la diferencia de temperaturas. La constante de proporcionalidad recibe el nombre de calor específico. En la mayoría de las aplicaciones de acondicionamiento térmico de espacios el calor se guarda en tanques de agua o lechos de piedra en forma de calor sensible.

- Por calor latente.

Que es el calor necesario aportar o extraer para que una masa m de cierto material cambie de fase, este calor es proporcional a la masa, la constante de proporcionalidad L (J/kg) se denomina calor latente de la sustancia y depende del tipo de cambio de fase.

- Por reacción química:

Las reacciones químicas poseen una elevada capacidad de almacenamiento térmico (hasta $350 \text{ kWh} / \text{m}^3$) dependiendo de la reacción, pero para ello se necesitan altas temperaturas (130°C aproximadamente) por lo que su aplicación está relacionada con procesos industriales más complejos.

4.2 Materiales de cambio de fase (PCM).

El material acumulador de calor para este proyecto es uno de los denominados materiales de cambio de fase (PCM) de sus siglas en inglés *Phase Change Material*. Estos materiales almacenan y liberan gran cantidad de energía térmica durante los procesos de fusión y congelación que se producen a una temperatura constante; esta propiedad ayuda al almacenamiento de energía térmica bajo unas condiciones de temperatura constante y por tanto fácilmente controlable. La idea en este proyecto es que el PCM absorba la energía térmica de forma directa en el intercambiador de carga y cambie de fase, durante el proceso de cambio de fase la sustancia conserva, en forma de calor latente (y a una temperatura constante), la energía absorbida que posteriormente se cederá en el intercambiador de descarga, cuando la sustancia regrese a su fase original.

El cambio de fase más común se da entre sólidos y líquidos, cuando un material de cambio de fase es sometido a calor, el material empieza a fusionarse, una vez su temperatura de cambio de fase ha sido alcanzada y aunque más calor sea aplicado, la temperatura del material no se

incrementa hasta que se alcanza la fusión completa, sólo entonces la temperatura se vuelve a incrementar. Esta técnica también puede ser aplicada al agua pero la diferencia es que, seleccionando el PCM adecuado, el cambio de fase se puede realizar a una temperatura próxima a la ambiente (unos 30°C).

Los se usan para ajustar los periodos de suministro a los de demanda. Al acumular energía térmica en forma de calor latente a “baja temperatura” o próxima a la del ambiente estamos consiguiendo algunos efectos beneficiosos para el sistema acumulador.

- a) Podemos almacenar más cantidad de calor en la misma cantidad de volumen que los materiales que sólo almacenan energía térmica en forma de calor sensible.
- b) Podemos almacenar gran cantidad de calor a una temperatura próxima al ambiente que rodea el sistema y por tanto las pérdidas de calor con el ambiente son mucho menores.
- c) Podemos seleccionar la temperatura de trabajo (proceso de carga y descarga energética del material) según las necesidades del sistema.

El comportamiento típico de un PCM durante el proceso de fusión se puede observar en la gráfica 4.1.

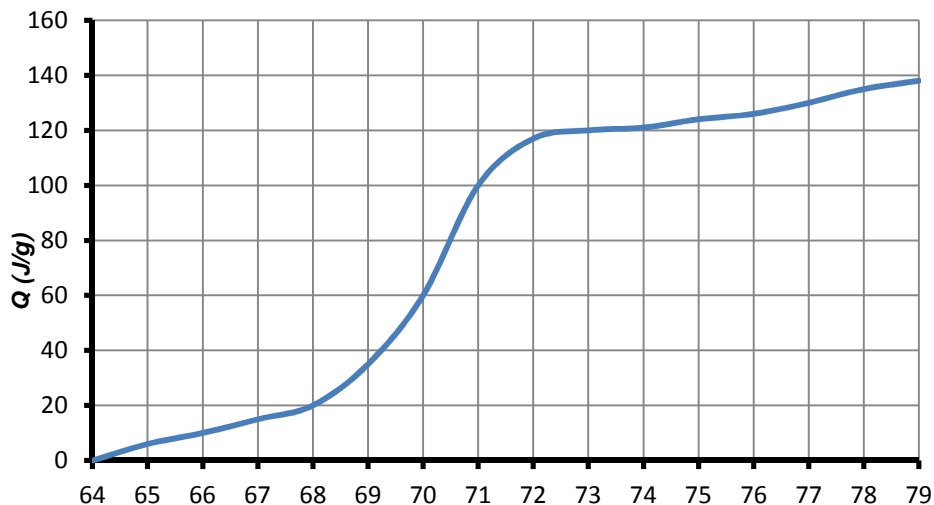


Fig. 4.1 Se puede apreciar como el material Climcel C70 almacena gran cantidad de calor con una variación de temperatura muy pequeña. Fuente Climator.

De entre los posibles cambios de fase, el más interesante es el de sólido a líquido, ya que aunque la cantidad de energía almacenada es inferior que entre otros cambios de estado (sólido - gas), la variación de volumen es menor y el control de sistemas contenedores es mucho más sencillo. Los materiales de cambio de fase liquido-sólido mas comunes en el rango

de temperaturas entre 20 °C y 80 °C son las ceras de parafina, sales hidratadas, mezclas eutécticas y ácidos grasos. Sin embargo existe una amplia gama de PCM según podemos observar en esquema:

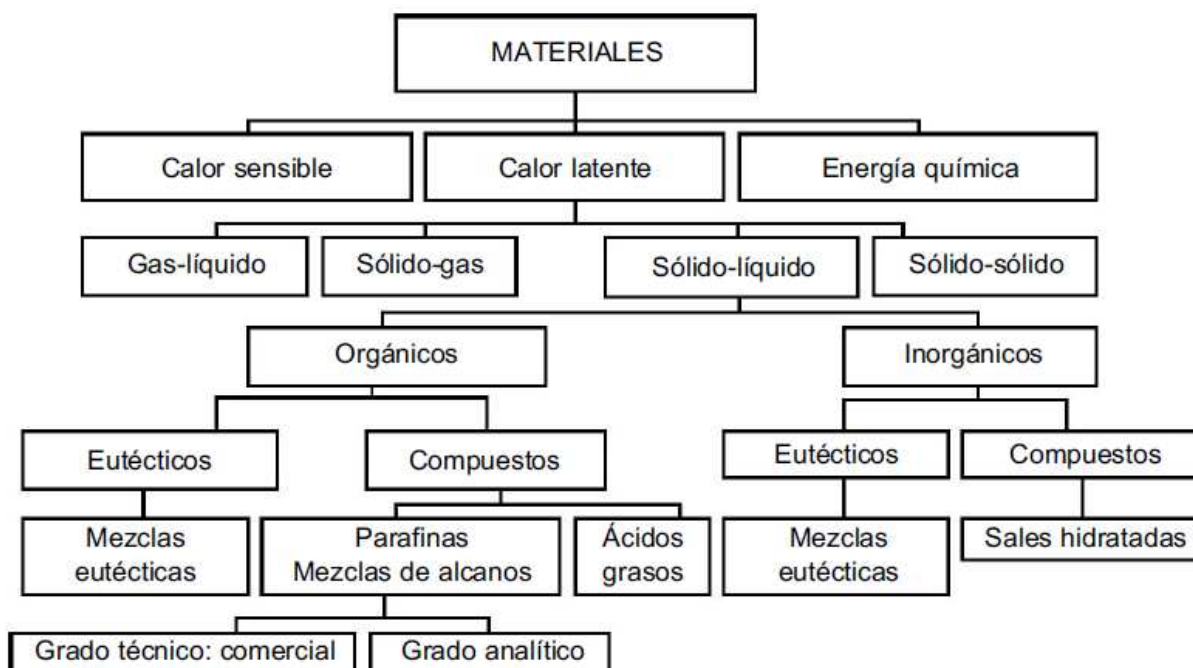


FIG. 4.2 Almacenamiento de energía en por calor latente para temperaturas entre 20 y 80°C. fuente [13]

A parte de la acumulación de calor, los materiales de cambio de fase tienen múltiples aplicaciones industriales, desde la electrónica (para mantener dispositivos a una temperatura de funcionamiento constante) hasta la botánica (protección térmica de plantas, para evitar heladas invernales). También se utilizan en el transporte de mercancías sensibles a cambios de temperaturas como material sanitario, la industria alimentaria y la industrial textil (en prendas deportivas para evitar hipotermias).



Fig 4.3. Otras aplicaciones comerciales de los materiales de cambio de fase. Fuente: Climator

Selección del material de cambio de fase

A la hora de seleccionar un PCM para almacenar la energía térmica proveniente de los captadores solares debemos tener en cuenta una serie de características que deben cumplir:

FÍSICAS:

- _Densidades del líquido y del sólido similares y elevadas para almacenar mayor cantidad de calor por unidad de volumen
- _Variación de volumen baja durante el cambio de fase.

CINÉTICAS:

- _Evitar problemas de histéresis, subenfriamientos o retardos al inicio de la solidificación.
- _En los PCM inorgánicos se requiere la presencia de agentes nucleadores para que la sustancia comience a solidificar de manera correcta.

QUÍMICAS:

- _El proceso de cambio de fase debe ser reversible y sólo dependiente de la temperatura.
- _Deben ser químicamente estables en el tiempo evitando su descomposición y contaminación.
- _No reaccionar con los materiales con los que están en contacto (paredes de tanque, tubos del intercambiador...) para evitar oxidaciones, corrosión y otras reacciones
- _No inflamables y resistentes a fuego.

TÉRMICAS:

- _Temperatura de cambio de fase adecuada para la aplicación particular.
- _El cambio de fase debe desarrollarse a una temperatura de fusión definida, o en un pequeño intervalo localizado de temperaturas (ventana térmica).
- _Poseer gran capacidad de almacenamiento de calor sensible (calor específico) en estado líquido y sólido y tener alta entalpía de cambio de fase (calor latente "L")
- _Alta conductividad térmica para facilitar el intercambio de calor.

ECONÓMICAS:

- _Deben estar disponible en grandes cantidades a bajo coste.
- _Tener un razonable ciclo de vida de acuerdo con sus coste.

Para el acumulador de calor estacional de este proyecto se ha optado por escoger una sal hidratada, estas sustancias fueron muy estudiadas en las primeras etapas de investigación de PCM, por su bajo coste y su capacidad de almacenamiento de grandes cantidades de calor por unidad de volumen en comparación con las sustancias orgánicas, lo que las convierten en candidatas idóneos para su ser usadas en aplicaciones de almacenamiento de energía solar.

Estos materiales tienen algunas propiedades atractivas como los elevados valores de calor latente, que no son inflamables, su elevado contenido hídrico significa que son baratos y

disponibles. Sin embargo, sus características de inadaptación (corrosión, inestabilidad, dificultades de resolidificación y tendencia al subenfriamiento) han conducido a profundizar la investigación de estos materiales inorgánicos para su aplicación energética. Algunas ventajas y desventajas en el uso de PCM en aplicaciones de almacenamiento de calor se recogen en el siguiente cuadro:

VENTAJAS:

- _ Generalmente baratos.
- _ Densidad de almacenamiento térmico elevada (J/kg).
- _ Elevada conductividad térmica.
- _ Temperatura de cambio de fase claramente definida.
- _ No inflamables
- _ Reciclables y biodegradables.

DESVENTAJAS:

- _ El encapsulado y preparación para su uso causan algunos problemas.
- _ Su uso prolongado necesita aditivos.
- _ Son susceptibles al subenfriamiento
- _ Los aditivos para evitar una fusión incongruente reducen su capacidad e almacenamiento latente por unidad de volumen de un 25%

Climacel C-48

El fabricante de materiales de cambio de fase CLIMATOR [25] ofrece una variedad de sales hidratadas con diferente temperatura de cambio de fase.

Finalmente el producto seleccionado es CLIMSEL C-48 (véase Anexo 3). La elección de esta sustancia está basada en las propiedades comunes de las sales hidratadas mencionadas anteriormente y en su temperatura de cambio de fase (cercana a los 48°C), esto nos permite tener un depósito de PCM a una temperatura casi constante y no muy elevada para evitar un exceso de pérdidas de calor hacia el exterior ni tampoco muy baja ya que la idea es que el fluido de trabajo transfiera el calor desde el depósito al condensador de la vivienda que para a una temperatura próxima a los 40º, pues se trata de un sistema de calefacción basado en suelo radiante. Este tipo de instalaciones tiene la ventaja de no necesitar la instalación de un sistema de apoyo ya que la temperatura de impulsión para suelos radiantes suele estar entre los 35 y 40 °C.

○ Resumen de propiedades de CLIMSEL C48

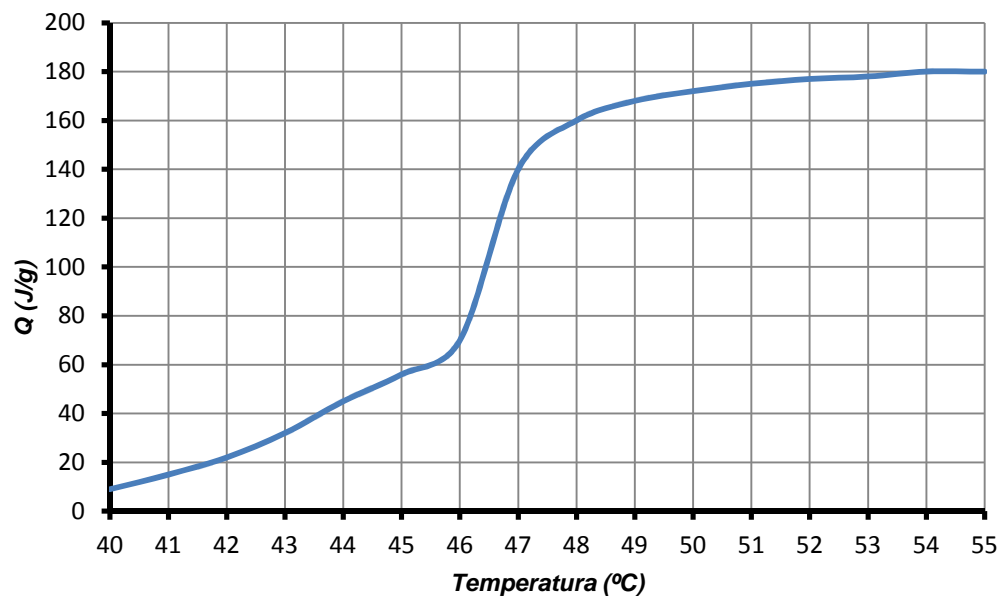


Tabla 4.1 Se Comportamiento de CLIMSEL C48 en temperaturas próximas a las del cambio de fase.

Temperatura de cambio de fase	48 °C
Temperatura máxima	65 °C
Capacidad de almacenaje (40-60) °C	81 Wh / kg
Calor latente de fusión	68 Wh / L
Aprox. Calor específico	1 Wh / Kg K
Densidad	1,38 Kg / L
Conductividad térmica	0,5–0.7 W /m K

Fig 4.4. Aspecto y propiedades del producto CLIMSEL C48.

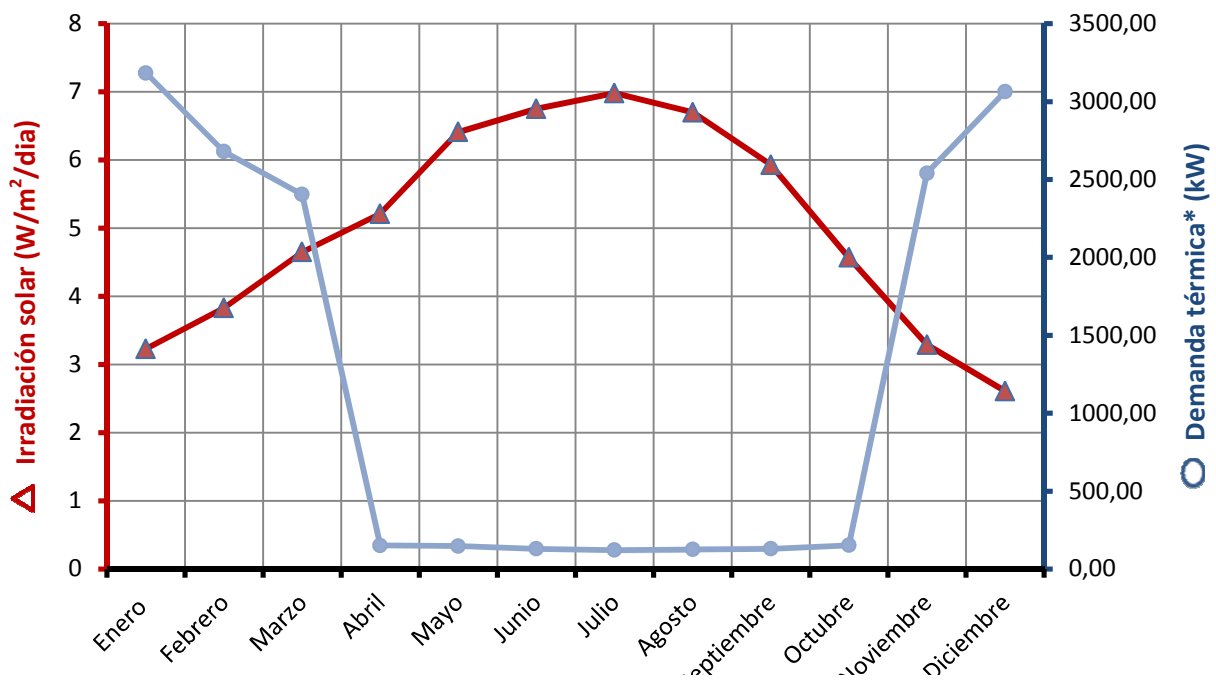


4.3 Tanque de acumulación.

Acumulación de calor.

Las perspectivas de agotamiento de los combustibles fósiles y la preocupación sobre el calentamiento global debido a emisiones de CO₂ a la atmósfera están estimulando la investigación de fuentes de energía renovables. Por otro lado, la demanda térmica para calefacción representa una fracción importante del consumo anual de energía en edificios residenciales, las plantas térmicas solares pueden satisfacer parte de esta demanda pero tienen un gran inconveniente ya que la mayoría de la potencia térmica estará disponible en verano (mayor radiación) mientras que la demanda térmica es mínima en estos meses y máxima en invierno, precisamente cuando menos radiación solar se recibe. Así pues las tecnologías de acumulación térmica es el punto clave a desarrollar para utilizar la energía térmica solar de manera eficiente.

El siguiente gráfico, basado datos reales utilizados en este proyecto, ilustra de manera clara el desfase existente entre la energía solar disponible (Irradiación media mensual W /m²) y la demanda térmica de energía de calefacción según los cálculos realizados en el capítulo 2 de este proyecto.



Gráfica 4.1 Desfase entre la energía térmica solar disponible y la demanda térmica para cada una de las viviendas modelos.

Sistemas acumuladores en redes DH.

Cuando se integra la tecnología de colectores solares en redes de calefacción de distrito el almacenamiento de energía térmica se hace imprescindible, la acumulación de calor permite hacer frente al desfase comentado entre producción de calor solar y demanda durante el transcurso de uno o varios días, e incluso durante el curso de un año. Dependiendo del tiempo que necesitemos mantener calor almacenado podemos distinguir dos tipos de acumuladores.

- Los sistemas de acumulación térmica diario (*short-term heat storage*) acumulan calor procedente de la radiación solar diurna con el fin de satisfacer la demanda térmica nocturna.



Fig 4.5 Acumulador de calor diario (*short term heat storage*).

Ref www.tisum.com

- Los sistemas acumuladores de calor estacionales (*seasonal or long-term storage systems*), almacenan el excedente de calor producido durante periodos de alta irradiación solar (verano) con el fin de satisfacer la demanda térmica de calefacción durante periodos de baja fracción solar y alta demanda térmica (invierno). Esta tecnología eleva la contribución solar en los sistema D.H

En este proyecto se diseñará y estudiará el funcionamiento de un sistema de almacenamiento de calor estacional.

En la actualidad, se utilizan principalmente cuatro tipo de sistemas acumuladores de calor de este tipo en Europa:

- ✓ Tanques de almacenamiento de calor: *Heat storage tank, (water tank)*.
- ✓ Pozos acumuladores de calor con gravilla: *Earth storage*.
- ✓ Almacenamiento térmico en sondeos :*Borehole or duct heat storage*.
- ✓ Acuíferos: *aquifer heat storage*.

Los tanques de almacenamiento de calor, también llamados tanques de agua (*water tanks*) porque suele ser agua el material acumulador de calor, se construyen con paredes de hormigón reforzado y acero o fibra de vidrio. Se suelen construir bajo tierra (*Underground heat*

storage) para aprovechar el aislamiento natural (y gratis) que ofrece el terreno además de mejorar la estética de la urbanización.



Fig 4.6. Tanque de almacenamiento de calor subterráneo en fase de construcción. REF X (network D.H)

Los sistemas de pozos acumuladores de calor con gravilla *Pit Thermal Storage* (consisten en grandes excavaciones artificiales realizadas en el terreo que posteriormente se rellenan con agua y gravilla, la configuración es bastante similar a los tanques de almacenamiento de agua no obstante se han convertido en el tipo de acumuladores más utilizados debido a sus bajos costes de construcción (no necesita paredes contenedoras) pues una tapa de aislante térmico alrededor en el contorno y en la parte superior del pozo completa la estructura de sistema acumulador.



Fig. 4.7 Pozo de almacenamiento de calor subterráneo en fase de construcción.

En los sistemas de almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica en Sondeos o *boreholes* el calor se almacena directamente en el subsuelo. Se instalan intercambiadores de calor en pequeñas perforaciones realizadas en el suelo cuya profundidad varía entre los 30 y los 100

metros y el diámetro se sitúa en torno a los 100-150mm. Los intercambiadores de calor son tubos en forma de U y a través de ellos circula en flujo cerrado el fluido caloportador (generalmente agua).

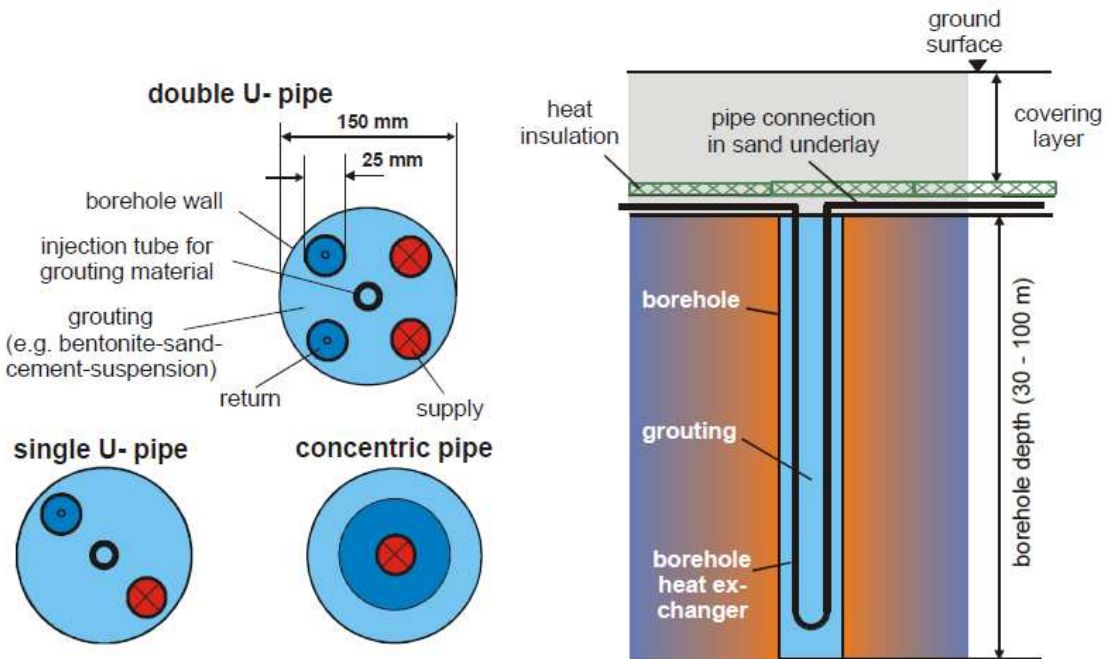


Fig 4.8. Esquema de un sistema de almacenamiento basado en boreholes

En el sistema de acuíferos el fluido caloportador (generalmente agua) describe un circuito abierto. En verano se extrae agua de un pozo frío y si en la superficie se le aporta calor (propio calor del edificio, energía solar..) que aumenta la temperatura del agua y es inyectada a un pozo de agua caliente natural (acuífero) . Durante el invierno, el proceso se revierte y el agua caliente es bombeada desde el acuífero, aporta energía térmica para satisfacer la demanda de calor y es re-inyectada al pozo de agua fría. La tabla próxima presenta una comparación entre este tipo de acumuladores.

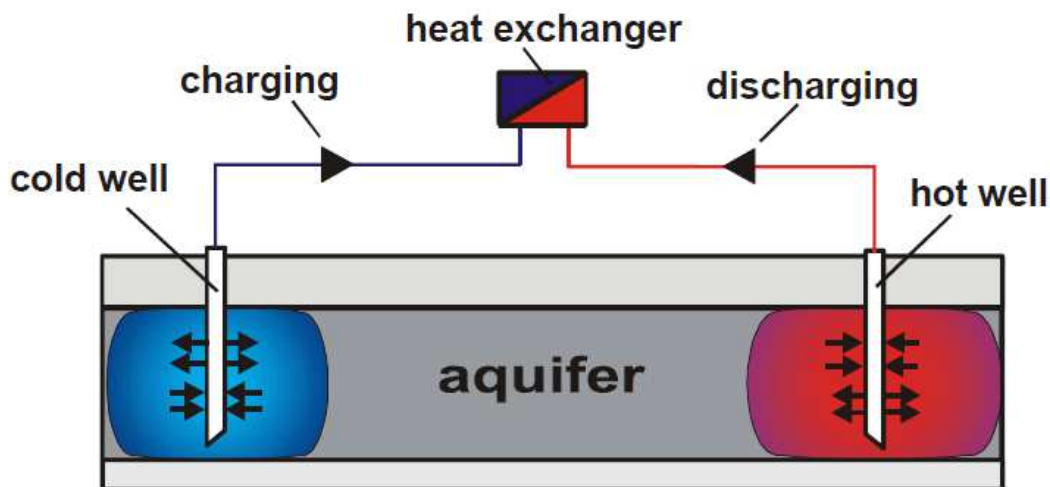


Fig 4.9. Esquema de un sistema de almacenamiento basado en la tecnología de acuíferos.

La tabla siguiente presente una comparación entre los acumuladores estacionales anteriormente descritos.

Acumulador	Agua caliente	Agua-grava	Conducto	Acuífero
Material de almacenaje	Agua	Agua y grava	Materiales del terreno (tierra, roca...)	Materiales del terreno (arena, grava, agua...)
Capacidad calorífica (kWh /m ³)	60-80	30-50	15-30	30-40
Volumen de almacenamiento por m ³ de agua equivalente (m ³)	1	1,3-2	3 ... 5	2...3
Requisitos geológicos	*Terreno en condiciones estables. *Se prefiere sin agua subterránea. *5-15 metros de profundidad.	*Terreno en condiciones estables *Se prefiere sin agua subterránea *5-15 metros de profundidad	*Terreno perforable * Favorable si hay agua subterránea *Favorable si hay agua subterránea *Alta capacidad calorífica *Alta conductividad térmica * 30-100 m de profundidad *Baja conductividad hidráulica	*Acuíferos naturales con alta conductividad hidráulica (FORM) *Capas limitantes arriba y abajo. *Bajo o ningún tipo de flujo de agua subterránea *Ancho el acuífero: 20 -50 m

Tabla 4.2 Sistema de acumulación estacional de calor más utilizados en Europa

4.4 Diseño del acumulador de calor.

Tipo de sistema acumulador.

Con el fin de optimizar el rendimiento del sistema de calefacción solar, este proyecto está diseñado para albergar un sistema de acumulación estacional. De entre los sistema más comunes citados en el apartado anterior debemos descartar los sistemas de sondeos y de acuíferos naturales, pues es necesario disponer de unas condiciones geológicas muy restrictivas: necesitamos tener una temperatura alta en el subsuelo con el fin de calentar el fluido caloportador, este perfil de subsuelo es más bien típico en países como Islandia donde este tipo de tecnología combinado con bombas de calor son instalados para satisfacer una fracción importante de la demanda anual de calefacción.

El medio acumulador de en este proyecto será un material de cambio de fase (PCM) basado en una sal hidratada (acetato sódico) y por tanto un tanque acumulador construido con

paredes de hormigón y una chapa interior de acero parece una buena solución para albergar el volumen de PCM necesario para acumular energía térmica en forma de calor latente.

Además, aprovecharemos la posibilidad de diseñar una estructura subterránea para minimizar pérdidas de calor con el ambiente, mejorar la estética urbanística y aprovechar la superficie sobre el tanque para poder construir jardines o parques.

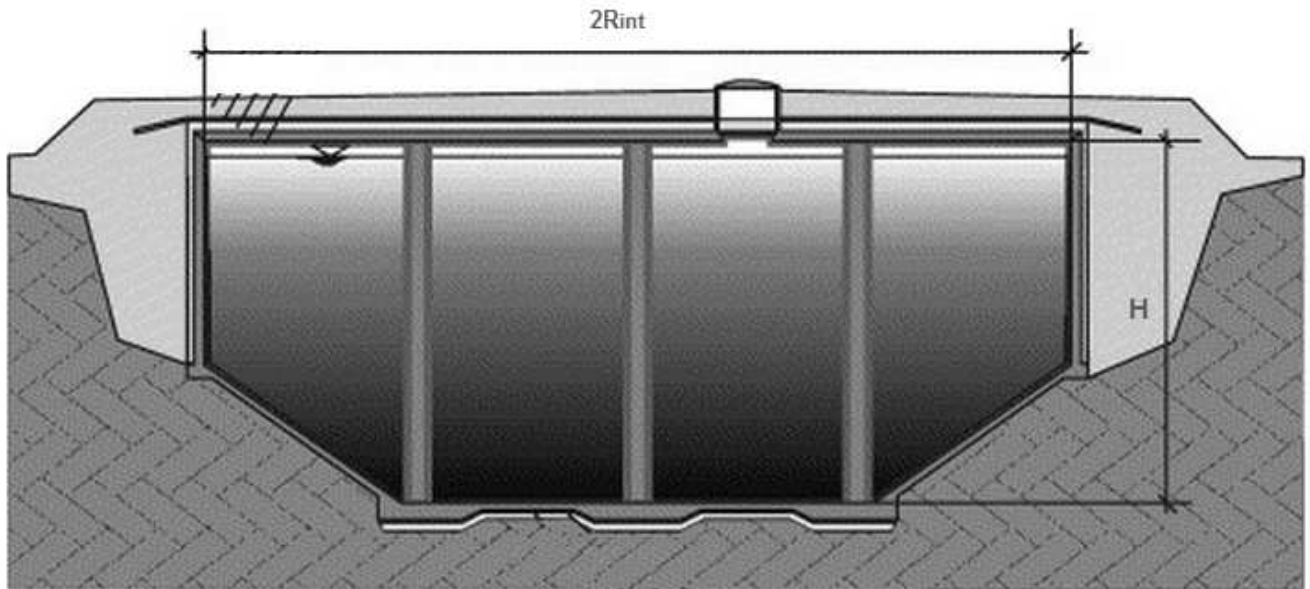


Fig 4.10. Esquema de un tanque acumulador como el que se pretende diseñar. Fuente [15)

Cálculo del volumen.

En este proyecto partimos de la idea de diseñar un sistema D.H capaz de satisfacer el 100% de la demanda anual de calefacción.

Los datos obtenidos en el apartado anterior indican que la demanda térmica de calefacción + ACS para el período de invierno asciende a 14.832 kWh por vivienda modelo, como el número de viviendas supuesto del distrito es de 25, tenemos por tanto una demanda anual energética total de 370.800 kWh

$$Q_{DTot} = 370.800 \text{ kWh} / \text{año}$$

El PCM que acumulará el calor es CLIMSEL C-48 , el cual posee un calor latente de fusión igual a 60 Wh/kg .

Suponemos que todo el calor proveniente del fluido de transferencia se almacena en forma de calor latente de fusión y por tanto tenemos que el volumen de material de cambio de fase necesario para almacenar en forma de calor latente una energía igual al consumo de calefacción será:

$$Q_d = m_{PCM} \cdot L_{PCM} \rightarrow m_{PCM} = \frac{Q_d}{L_{PCM}}$$

Donde Q_d es la demanda térmica en kWh, m es la masa de material de cambio de fase necesaria y L_{PCM} es el calor latente específico del material de cambio de fase en kWh/kg

Utilizando las propiedades físicas del PCM Climcel C48:

$$m_{PCM} = \frac{Q_d}{L_{PCM}} = \frac{371.000 \text{ kWh}}{60 \times 10^{-3} \text{ kWh/kg}} \approx 6.200.000 \text{ kg}$$

Calculamos el volumen del tanque acumulador:

$$V_s = \frac{m_{PCM}}{\rho_{PCM}} = \frac{6.200.000 \text{ kg}}{1,36 \text{ kg/l}} = 4.558.823 \text{ l} \approx 4.600 \text{ m}^3$$

Tomando como modelo el tanque acumulador del sistema D.H de Friedrischaffén [15] mencionado anteriormente, se diseñará en este proyecto un tanque acumulador en forma de cilindro, con un volumen de 4.600 m^3 y localizado bajo tierra. Las paredes estarán formadas por una estructura de hormigón armado, en la cara interior tendrá una capa de acero inoxidable e irá forrada con una capa aislantes, finalmente con el objetivo de rigidez a la estructura y prensar el aislante se construirá una pared exterior de PVC .

Con el fin de evitar costosas excavaciones y evitar que el tanque se encuentre enterrado a más de 10 metros bajo tierra (donde la temperatura del terreno ofrece ya un cambio de gradiente más pronunciado<<<<9. Las dimensiones del tanque cilíndrico serán las siguientes:

$$\text{Radio } (R_{\text{int_dep}}) = 12 \text{ m}$$

$$\text{Altura } (H_{\text{dep}}) = 10 \text{ m}$$

$$\text{Volumen } (V_{\text{dep}}) = 4.523,9 \text{ m}^3$$

Aislamiento térmico del tanque.

Es muy importante mantener la temperatura del material acumulador para que, en la medida de lo posible, el PCM se encuentre a una temperatura cercana a la de su cambio de fase. La estrategia para mantener este calor es aislar el tanque y minimizar las pérdidas de calor hacia el exterior, así pues las paredes del tanque estarán formadas por las siguientes capas. (ver fig 4.11)

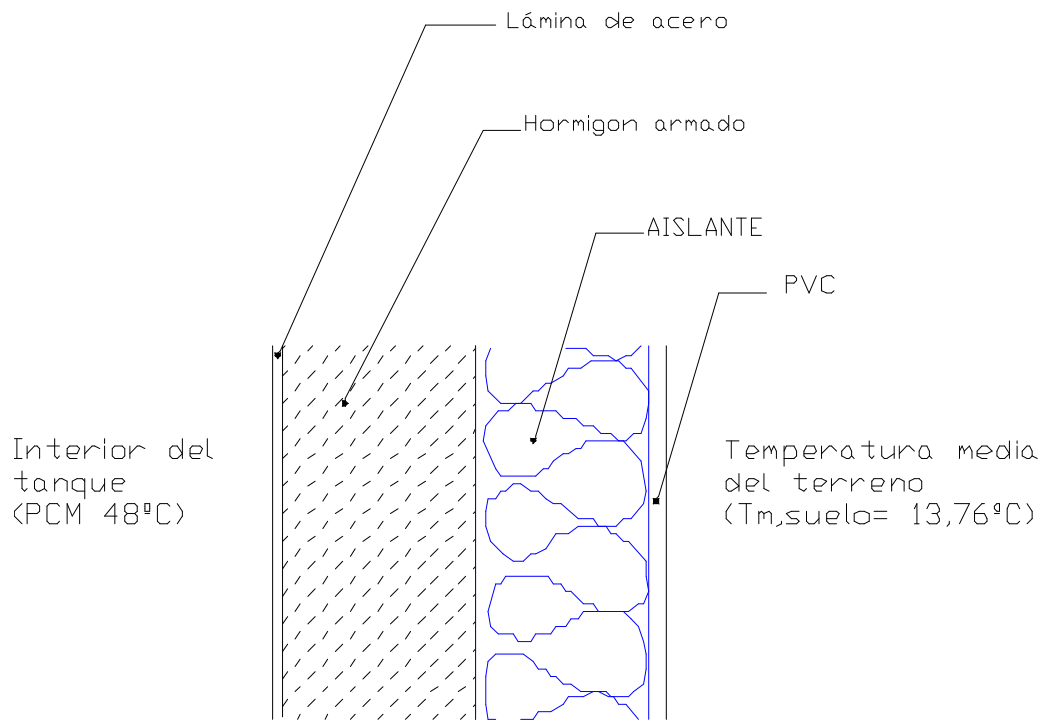


Fig 4.11. Diagrama de pared del acumulador. Elaboración propia

- Capa interior de acero inoxidable

El interior del tanque estará cubierto por una primera capa de acero inoxidable con el objeto asegurar la estanqueidad material en el depósito, proteger el aislamiento térmico posterior y reducir las pérdidas de calor provocadas por difusión de vapor a través de las paredes de hormigón.

- Construcción de hormigón armado.

El material básico para la construcción del tanque es hormigón armado, este material dará consistencia a la estructura y además resistirá el peso y presiones del material acumulador de calor.

- Material aislante.

Como ya se ha comentado, el tanque acumulador de energía térmica es una fuente permanente de pérdidas de calor, por tanto es imprescindible invertir en su aislamiento térmico. Para este proyecto se ha decidido adquirir lana de roca como material aislante.

El producto decidido es una manta armada de lana de roca volcánica cosida con hilos de acero galvanizado a una malla de acero galvanizado. Esta manta está especialmente indicada para aplicaciones industriales donde se exigen altas prestaciones térmicas al aislamiento

El proveedor de este material nos ofrece varias soluciones para el aislamiento térmico con antas térmicas, se ha decidido forrar el exterior del tanque con Manta térmica 150 del material ProRox WM 980. . (ver Anexo 5)

El espesor del aislante será el óptimo desde el punto de vista económico y se determinará en el siguiente apartado.



Fig 4.12 Ejemplo de aislamiento de un tanque acumulador de calor con lana de roca.
Fuente: roxroth.com

- Recubrimiento de PVC

Será la capa más externa del tanque y estará formado por láminas de PVC. Ayudará a prensar la capa de aislante contra la pared de hormigón y dará consistencia a exterior a la estructura.

- Arena y capa de drenaje.

Rodeando la ubicación subterránea del tanque se procederá a introducir arena y un material de drenaje para evitar que el tanque adquiera humedades procedentes del terreno y consideraremos esta capa como parte del terreno a efecto de cálculos de resistencias térmicas.

PLANO DEL ADJUNTO DEL ACUMULADOR.PLANO Nº T.F.G 03

Pérdidas de calor en el depósito.

Para calcular las pérdidas térmicas del depósito partimos de la simplificación de que el depósito es un cilindro perfecto de radio interior 12 metros y altura 10 m. Con esta aproximación distinguimos tres superficies de transferencia de calor hacia el terreno: el área de la base circular superior, el de la base circular inferior y la superficie cilíndrica.

Cuando tenemos paredes cilíndricas de gran radio, como en nuestro caso, podemos considerar las paredes cilíndricas como paredes de planas cuyo área igual total será igual a:

$$A_{pared} = 2\pi \times R_{int} \times H$$

Así pues, la transferencia de calor desde el interior del tanque hacia el terreno por metro cuadrado de pared se podrá obtener con la expresión:

$$\frac{q_{p.d}}{H_d} = \frac{\Delta T}{\sum R_{termicas}}$$

Simplificaciones:

Para el cálculo del coeficiente de convección interna $h_{conv,int}$, tenemos los siguientes órdenes de magnitud [3]

- **Para el caso de gases**
 - _Con movimiento natural (1-10 W/m² °C)
 - _Con movimiento forzado (10-100 W/m² °C)
- **Par el caso de líquidos**
 - _Con movimiento natural (100-1.000 W/m² °C)
 - _Con movimiento forzado (1.000-10.000 W/m² °C)
- **Para el caso de fluidos en cambio de fase**
 - _del orden de algunos millares (1.000-10.000 W/m² °C)

El material que pierde calor es el material de cambio de fase (PCM) por tanto la resistencia convectiva interior es del orden de 10⁻⁵ y podemos considerarla despreciable.

Para el cálculo de la resistencia térmica del terreno utilizamos un valor de **0,67 W /m²°C** (que se demostrará en el apartado de *Sistema de distribución*)

Las propiedades térmicas de los materiales que forman la pared del tanque acumulador se exponen a continuación:

Material	espesor (mm)	Radio (m)	Conductividad (W/m K)
Capa de acero	5	12,005	54
Pared hormigón	200	12,205	1,4
Aislante térmico	$e_{ais.} (*)$	$12,205 + e_{ais.}$	0,04
Capa de PVC	5	$12,300 + e_{ais.}$	0,12

*Espesor óptimo de aislante calculado en el siguiente apartado.

Temperatura del suelo

En una primera aproximación utilizaremos la temperatura media del suelo registrada a lo largo de todo un año a partir de la tabla siguiente:

Mes	Temperatura media suelo (°C)	Mes	Temperatura media del suelo (°C)
Enero	8	Julio	19
Febrero	7,8	Agosto	21,8
Marzo	11,2	Septiembre	18,8
Abril	12	Octubre	14
Mayo	15	Noviembre	11,4
Junio	17,6	Diciembre	8,6

Temperatura media anual del terreno: Tma= 13,77°C

Cálculo del espesor de óptimo económico de aislamiento.

La determinación de un espesor de aislamiento adecuado obedece en algunos casos a condiciones exclusivamente técnicas, como puede la limitación de caída de temperatura de un recipiente, o fijar la temperatura máxima superficial por motivos de seguridad de los trabajadores. Pero la mayor parte de las inversiones en aislamiento tienen un carácter económico: limitar las pérdidas de calor en recintos a temperaturas muy diferentes a las ambientales. Por ello es necesario introducir conceptos económicos en la determinación del espesor del aislamiento.

Planteamiento teórico:

- Las pérdidas de energía disminuyen con un aumento del espesor de aislamiento, de acuerdo con fórmulas de pérdidas calor conocida.
- El aumento del espesor de aislamiento supone un incremento de la inversión para su compra e instalación.

Así pues para un período de tiempo previsto de amortización “n” años, se tendrá dos tipos de costes económicos:

- Inversiones en función del espesor de aislamiento «e».
- Pérdidas energéticas + gastos de mantenimiento para el período considerado, en función también del espesor “e”

Para este proyecto nos basaremos en el método de cálculo directo propuesto en el *Manual de aislamiento industria* [5]

Método de cálculo directo.

El método de cálculo más utilizado en la UE se basa en las aplicaciones del VALOR ACTUALIZADO NETO (VAN). El procedimiento consiste en determinar, para cada inversión en aislamiento, el VALOR ACTUAL NETO de los ahorros energéticos aportados y compararlo con los incrementos que supone la inversión.

Para determinar el VAN, se determina el coeficiente VAN o coeficiente multiplicador que actualiza los ahorros en el período total que se considere la inversión. Se demuestra que el valor de dicho coeficiente es:

$$\text{coef.VAN} = \frac{t(t^n - 1)}{t - 1} \quad \text{Siendo } t = \frac{1 + 0,01 \cdot b}{1 + 0,01 \cdot r}$$

Donde:

n= número de años de amortización (mas de 20 años para proyecto de energía térmica solar)

b= aumento previsible de la energía (%)

r= tasa de actualiazación neta en (%) equivalente al interés bancario deducidos los impuestos y la inflación.

A cada espesor de aislamiento térmico «ei» le corresponderán unas pérdidas energéticas por unidad de superficie y un coste de inversión asociado. A medida que aumenta el espesor disminuyen las pérdidas energéticas pero también aumenta la inversión. Si consideramos dos espesores consecutivos de aislamiento, la diferencia de pérdidas energéticas tendrá un valor

económico que se actualiza con el coef. VAN para el período considerado, a su vez, existirá una diferencia de inversión de aislamiento. Esto permite realizar la siguiente comparación:

$$\left(\frac{\text{Incremento}}{\text{ahorro}} \right) \times (\text{coef.VAN}) < \text{ó} > \left(\frac{\text{Incremento}}{\text{Inversión}} \right)$$

Siendo:

- *Incremento de ahorro:* Valor económico (€/m²) de las pérdidas para un espesor dado menos el valor económico de las pérdidas energéticas para el espesor siguiente.
- *Incremento de inversiones:* Valor de la inversión (€/m²) para un espesor dado menos el valor de la inversión para el espesor inmediatamente inferior disponible.

Si de la inecuación anterior resulta que el primer término es superior al segundo, entonces el incremento de ahorro es mayor que la inversión necesaria para obtenerlo, si por el contrario, la inecuación indica que el incremento del ahorro obtenido requiere una inversión superior (primer término menor que el segundo) esta inversión no es rentable y debe disminuirse el espesor de aislamiento.

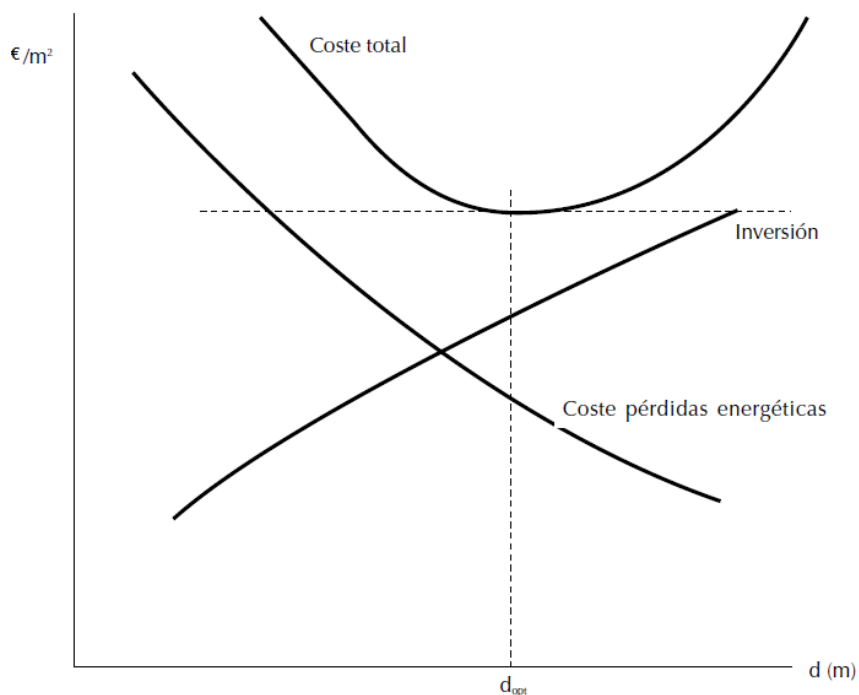


Fig 4.13 Curvas de coste en aislamiento. Fuente [5]

Tal y como se observa en la figura anterior, el coste empresarial total será la suma de ambos costes que dependen del espesor. El mínimo de la función coste total –espesor alcanza su mínimo para un determinado espesor que consideraremos el espesor óptimo económico (e_{opt}).

Datos:

Para la determinación del e_{opt} vamos utilizar los siguientes valores en los parámetros necesarios para el cálculo.

Datos del proyecto:
<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura interior (48°C), la temperatura del cambio de fase del PCM. • Temperatura exterior (13,76), la temperatura media anual del suelo. • Horas de funcionamiento al año: Z=8760 horas /año (año completo)

Datos económicos:
<ul style="list-style-type: none"> • Coste de la energía: $E = 1,28 \times 10^{-5} \text{ €/W} \cdot h$ • Número de años de amortización: $n = 20 \text{ años}$ • Incremento del coste de la energía $b=3\%/año$ • Tasa de actualización: $r= 2\%$

Datos técnicos del aislante.
<ul style="list-style-type: none"> • Conductividad del aislante : $k_{aisl} = 0,04 \text{ W / m K}$ • Precio para distintos espesores : (ver tabla)

Espesor (m)	Precio (€/m ²)
0,04	12,65
0,05	15,59
0,06	17,83
0,07	19,79
0,08	21,5
0,1	26,2
0,12	30,46
0,16	43,02

Tabla 4.3 Relación de precios del material aislante. Ref [27]

Se puede determinar la relación de costes con la siguiente tabla:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Espesor del aislante (m)	Pérdidas de energía. (W/m ²)	Coste de las perdidas (€/m ² ·año)	Valor de perdidas en período (€/m ²)	Incremento de ahorro (€/m ²)	Incremento de inversión (€/m ²)	Diferencia (5-6) (€/m ²)
0,04	20,503	2,299	51,1289			
0,05	17,833	2,000	44,4715	6,657	2,940	3,717
0,06	15,779	1,769	39,3480	5,123	2,240	2,883
0,07	14,149	1,586	35,2831	4,065	1,960	2,105
0,08	12,824	1,438	31,9795	3,304	1,710	1,594
0,100	10,801	1,211	26,9354	5,044	4,700	0,344
0,12	9,330	1,046	23,2657	3,670	4,260	-0,590
0,16*	7,332	0,822	18,2838	4,982	12,560	-7,578

Tabla 4.4 Cálculo del espesor óptimo económico de aislante.

*Para conseguir superior a 12 cm habría que obtener aislante con espesor de 12 cm y añadirle otra capa cuyo espesor mínimo es de 4cm y por tanto de 12 pasamos a 16 cm directamente.

Donde:

- 1) Espesor del aislante (Dato del fabricante)
- 2) Valor de las perdidas de energía:

$$(2_i) = \frac{(T_{PCM} - T_{m,suelo})}{[e_i(1) / k_{aisl}] + R_{terreno}}$$

- 3) Coste de las perdidas por año:

$$(3_i) = (2_i) \times Z \times E$$

- 4) Valor de las perdidas en el período de estudio:

$$(4_i) = (3_i) \times coef.VAN = (3) \times 22,24$$

- 5) Incremento del ahorro.

$$(3)_{i+1} - (3)_i$$

- 6) Incremento de la inversión

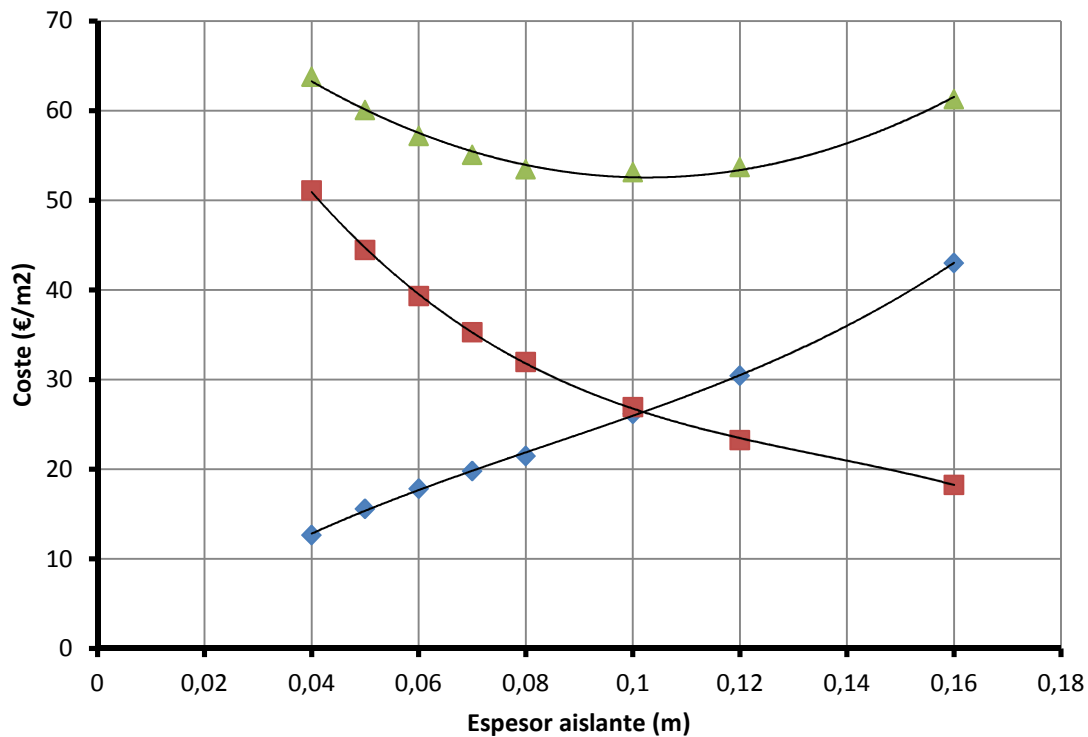
$$(4)_i - (3)_{i+1}$$

- 7) Diferencia

$$(5)_i - (6)_i$$

Observamos como al incrementar al espesor de aislante desde 10 a 12 cm el incremento de la inversión supera a ahorro energético. Por tanto consideramos el espesor óptimo (dentro de las posibilidades que nos ofrece el fabricante del aislante) de 0,10 m.

En el siguiente gráfico se ha representado el coste empresarial en relación con el espesor de aislamiento:



Gráfica 4.2 Costes de inversión y total en aislante.

- Serie azul: Coste de la inversión en aislante según los precios del fabricante (€/m²) (Columna 1 de la tabla)
- Serie roja: Coste económico de las pérdidas de calor actualizado teniendo en cuenta el período de amortización de la planta (Columna 4 de la tabla)
- Serie verde: Coste total definido como la suma de los dos costes anteriores.

Cálculo de las pérdidas de calor en acumulador.

Una vez definido espesor de aislante del tanque acumulador podemos calcular las pérdidas de energía térmica del PCM hacia el terreno. Para ello utilizaremos la fórmula y Llevando a cabo las simplificaciones y datos anteriormente comentados nos queda:

$$q_{p,d} = \frac{A_{\text{superficial}} \times (T_{\text{PCM}} - T_{\text{suelo}})}{\frac{1}{2\pi r_{\text{int}} h_{\text{conv,int}}} + \sum_{\text{capas material}} \frac{e_i}{k_i} + R_{\text{terreno}}}$$

Donde el área superficial del depósito será la suma del área de sus bases circulares y del área cilíndrica que, a efectos de cálculo se considera un área plana, esto es:

$$A_{\text{superficial}} = 2 \times (\pi R_{\text{ext.}}^2) + (2\pi \times R_{\text{ext.}} \times H_d) \approx 1744 \text{ m}^2$$

Siendo

$$R_{\text{ext}} = 12,300 + e_{\text{opt}} = 12,40 \text{ m}$$

$$T_{\text{PCM}} = 48^\circ \text{C} \text{ (supuesta constante para todo el año)}$$

$$T_{\text{suelo}} = \text{Temperatura media mensual del suelo, según tabla 2.2.}$$

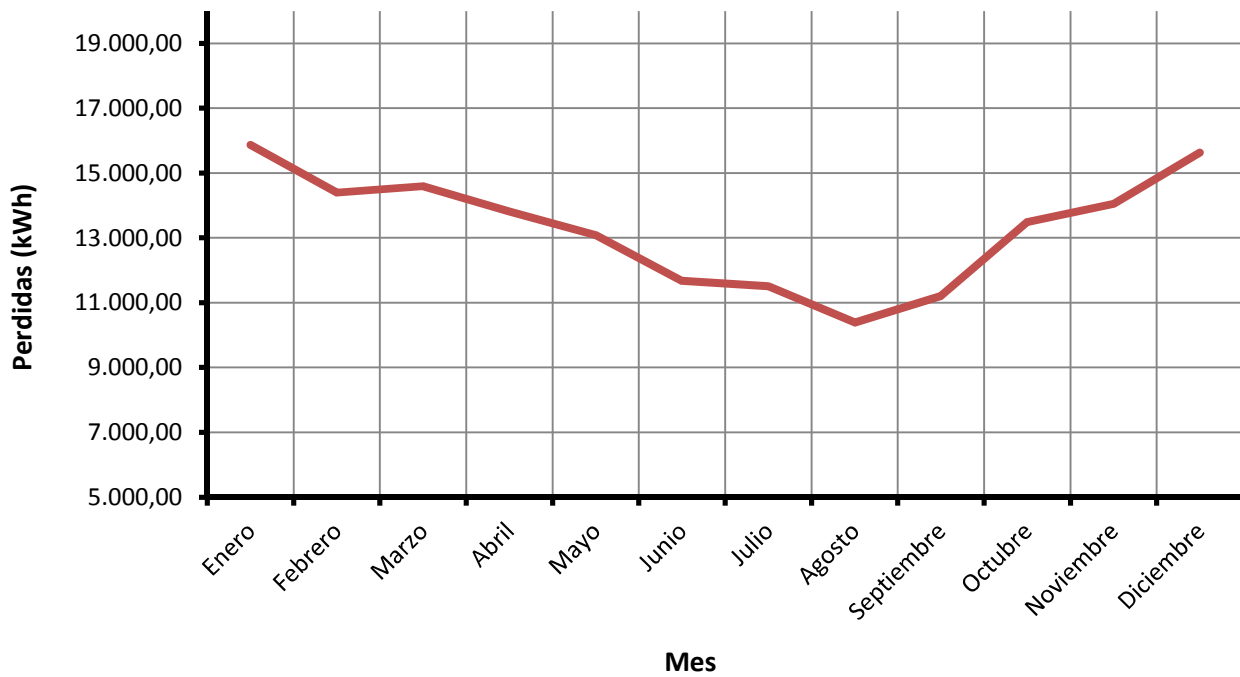
Las pérdidas de energía hacia el terreno para cada uno de los meses se muestran en la siguiente tabla:

Mes	Q (W)	MJ/día	día /mes	MJ	Kwh
Enero	21.152,94	1.827,61	31	56.656,03	15.863,69
Febrero	21.258,70	1.836,75	28	51.429,06	14.400,14
Marzo	19.460,70	1.681,40	31	52.123,55	14.594,59
Abril	19.037,65	1.644,85	30	49.345,58	13.816,76
Mayo	17.451,18	1.507,78	31	46.741,23	13.087,54
Junio	16.076,23	1.388,99	30	41.669,60	11.667,49
Julio	15.335,88	1.325,02	31	41.075,63	11.501,18
Agosto	13.855,18	1.197,09	31	37.109,70	10.390,72
Septiembre	15.441,65	1.334,16	30	40.024,75	11.206,93
Octubre	17.980,00	1.553,47	31	48.157,63	13.484,14
Noviembre	19.354,94	1.672,27	30	50.168,01	14.047,04
Diciembre	20.835,65	1.800,20	31	55.806,19	15.625,73
TOTAL					162.920,09

Tabla 4.4 Pérdidas de calor en el acumulador.

Podemos representar los datos anteriores en un eje temporal y observar como las pérdidas en el acumulador se hacen mayores en la época de invierno y adquieren valores inferiores en los meses de verano cuando el suelo está más caliente.

El total de las pérdidas energéticas en el acumuladore suponen unos 163.000 kWh anuales.



Gráfica 4.3 Pérdidas de calor en el acumulador para todos los meses de un año

4.5 DATOS TÉCNICOS DEL ACUMULADOR DE CALOR.

Descripción: Tanque de almacenamiento estacional de calor enterrado y de forma cilíndrica.

Dimensiones:

- Radio 12 m
- Altura 10m
- Volumen 4.523,9 m³

Materiales de construcción:

Material	Espesor (mm)	Conductividad térmica (W/m K)
Acero Inoxidable	5	54
Hormigón armado	200	1,4
Lana de roca	100	0,04
Recubrimiento de PVC	5	0,12

Material acumulador de calor:

- Acumulación latente de fusión
- Material de cambio de fase: CLIMSEL C48 de (Climator)
- Volumen de material PCM: 10995 m³

Parámetros de operación:

- Temperatura de operación:
 $T_{PCM} = 48^{\circ}C$ (Supuesta constante durante todo el año)
- Coeficiente global de pérdida de calor:
 $(UA)_{dep} = 0,53 \text{ kW} / K$.
- Capacidad máxima de almacenamiento de calor:
 $(Q_{max})_{dep} = 371.000 \text{ kWh} = 1.335.600 \text{ MJ}$
- Pérdidas de calor anuales:
 $Q_{p_dep} = 162.920 \text{ kWh} / \text{año}$

Estratificación:

La estratificación térmica en un fluido que ocupa un volumen determinado (depósito, tanque, lago...) es la separación diferenciada en estratos de capas del fluido que se encuentran a distinta temperatura. La formación de estos estratos se debe a las distintas densidades que el líquido puede tener. La mayor densidad del líquido a menor temperatura provoca su desplazamiento hacia el fondo del depósito mientras que el líquido con mayor temperatura y por tanto menos denso tiende a ocupar las zonas más altas del depósito o tanque, se forma así

un gradiente de densidades debido a la gravedad. Este fenómeno tiene lugar de manera natural en lagos considerados aislados térmicamente y con agua en reposo.

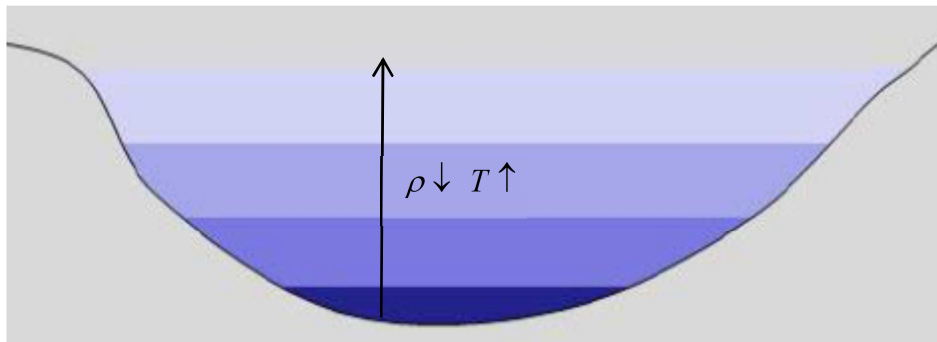


Fig 4.13. Diagrama de estratificación térmica de un fluido en reposo.

En acumuladores térmicos estratificados se puede practicar casi cualquier diferencia de temperaturas, aunque el volumen de acumulador se minimiza para diferencias de temperaturas (ΔT) grandes.

La difusión térmica entre el fluido caliente y el frío se localiza en la región llamada termoclina.

La clave para aprovechar este fenómeno de cara al almacenamiento térmico es crear capas estratificadas y mantener intacta dicha estratificación.

Funcionamiento.

Teóricamente el cambio de fase del PCM ClimaCel C48 debe desarrollarse a una temperatura constante e igual a 48°C. En la realidad el PCM comienza a absorber calor latente a una temperatura más bien próxima a los 46°C y deja de absorber calor latente para absorber calor sensible en estado líquido a una temperatura próxima a los 48°C, así pues podemos implantar un límite inferior y superior de temperatura del PCM en el depósito de 46°C y 48°C respectivamente.

El tanque acumulador contará con dos intercambiadores de calor. Uno para la fase de carga durante el verano (I.C.C) y otro para la fase de descarga durante el período de demanda (I.C.D). (ver anexo 3)

- Sensores de temperatura.

Debido al proceso espontáneo de estratificación comentado anteriormente, la temperatura más baja del depósito estará en el fondo mientras que las temperaturas máximas estarán en la parte superior. Así pues podemos instalar una par de sensores de temperatura localizados en la parte inferior y superior del depósito:

_T.P.H: Es el sensor de alta temperatura localizado en la parte superior del depósito próximo a la interface PCM-aire.

_T.P.B: es el sensor para la temperatura mínima situada en cerca del fondo del tanque.

- Carga del acumulador.

Para el proceso de carga es necesario que la bomba P1 esté en marcha y la bomba estará en marcha cuando la diferencia entre la temperatura del sensor TPH y la salida del temperatura de salida del fluido caloportador de los colectores solares sea mayor que uno:

$$P1 \text{ ON si } (T_{sc} - T_{hd}) > 1.$$

De este modo, nos aseguramos de que el HTF proveniente de los colectores solares se encuentra a mayor temperatura que el PCM almacenado (que debería estar como máximo a 48°C) y por tanto el intercambio de calor desde el fluido hacia el PCM es posible.

Si todo el tanque se encuentra en estado líquido entonces la parte más fría del PCM localizada en el fondo del tanque no debe superar los 48°C, por tanto, si la temperatura que indica el sensor del fondo del tanque es superior a 50 (daremos un margen de dos grados), entonces no es necesario la transferencia de calor en intercambiador de carga y la bomba P1 de carga deberá estar apagada.

$$P1 \text{ OFF si } (T_{fd} - 48) > 2$$

- Descarga del acumulador.

El arranque de la bomba P2 posibilita la entrada del fluido caloportador desde el circuito de consumo hacia el tanque acumulador.

Para que el fluido frío que proviene del condensador (puntos de consumo en la tubería de retorno del sistema de distribución), absorba calor, éste debe estar a una temperatura inferior que la mínima del PCM (que viene dada por el sensor T.P.B) así pues:

P2 ON si ($T_{e,red} < T.P.H$)

- Tubería de drenaje.

Se instalará una tubería de salida próxima al fondo del depósito que se utilizará para vaciar el tanque mientras líquido PCM se encuentre en estado líquido. El vaciado del tanque se realizará por necesidades de mantenimiento o por renovación del PCM tras varios años de uso. Para que este sistema de evacuación funcione el material debe estar en estado líquido, esto es a una temperatura superior a 48 ° C. Durante el vaciado se procederá al calentamiento de forma manual (basta con una resistencia eléctrica) hasta que el PCM adquiera unos 60°C.

- Tubería de nivel máximo.

En la zona superior del tanque, el PCM se encuentra a una temperatura máxima y puede llegar a superar los 48 °C, en este caso el material acumulador se encuentra en estado líquido y para evitar que aumente el nivel debido a la pequeña expansión volumétrica tenemos una tubería que, por gravedad recoge el líquido sobrante y lo extrae fuera del depósito para posteriormente ser introducido manualmente en estado sólido o líquido a 48°C desde la entrada principal (manhole).

4.6 Actuaciones del sistema acumulador

Calor almacenado en el depósito.

En el capítulo anterior se definieron las dimensiones del tanque acumulador de calor y de su aislamiento. Suponemos que todo el calor que se almacena lo hace en forma de calor latente en el material de cambio de fase. Por tanto podemos calcular la capacidad máxima de almacenamiento energético (kWh) del sistema acumulador:

$$C.E_{\max} = m_{PCM} \times L_{PCM}$$

Donde

- m_{PCM} es la masa máxima de PCM que se puede almacenar en el volumen del tanque:

$$m_{PCM} = V_{dep} \times \rho_{PCM} = 4.520.000 \text{ l} \times 1,36 \text{ kg / l} = 6.147.200 \text{ kg}$$

- L_{PCM} es e calor latente de fusión del PCM Climcel C48, cuyo valor es 60 Wh / kg

De modo que la capacidad máxima de almacenaje energético en el tanque acumulador resulta:

$$C.E_{\max} = 367.200 \text{ kWh}$$

Balance energético en el acumulador de calor.

Llegados a este punto podemos llevar a cabo un balance energético en el acumulador. Para el sistema de almacenamiento de calor estacional de este proyecto tenemos las siguientes premisas de diseño:

- Cubrir el 100% de la demanda energética de la urbanización.
Se trata de que el acumulador suministre la energía necesaria para cubrir las necesidades térmicas de calefacción y de agua ACS a 48°C de las 25 viviendas modelos que conforma la urbanización.
- Descargar toda la energía al final de cada ciclo térmico.
Al final del período de calefacción (mes de Marzo) el tanque no debe permanecer con energía térmica almacenada en forma de calor latente en el PCM, de lo contrario el sistema comenzará el ciclo de carga con un excedente energético inicial que provocará un previsible rebasamiento de la capacidad térmica para la cual fue diseñado el depósito en los ciclos siguientes.

- Debemos tener en cuenta las pérdidas de calor en el sistema de distribución que analizaremos en el capítulo siguiente pero que, por ahora estimaremos como el 1% de las pérdidas del tanque acumulador.

Según las premisas anteriores, el balance energético en el acumulador **a lo largo del ciclo térmico (un año)** resulta:

$$\text{Energía acumulada} = \text{Energía entra} - \text{Energía sale} = 0$$

Por tanto la energía que entra en el depósito (sistema de captación solar) debe ser igual a la que sale del mismo (demanda energética + Pérdidas en el depósito + Pérdidas en el sistema de distribución)

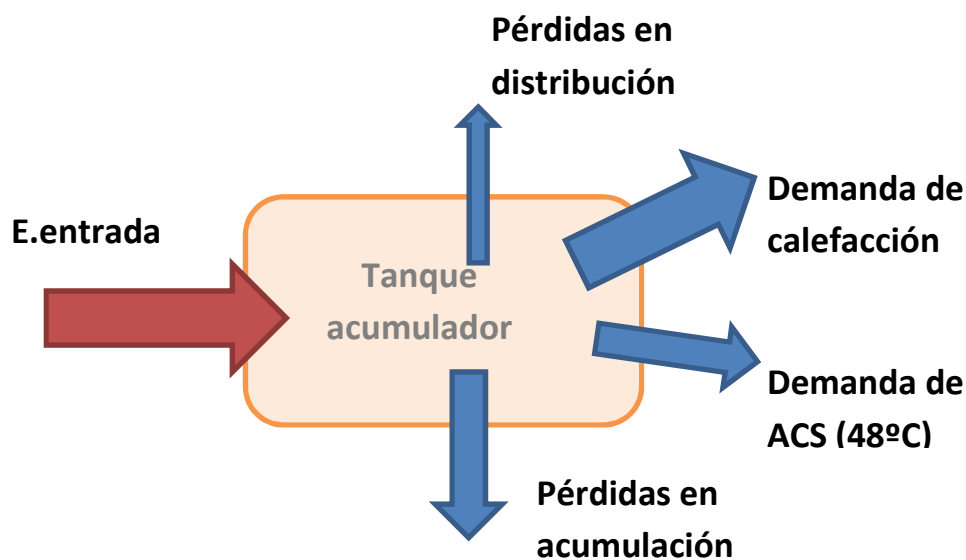


Fig. 4.14 Esquema del balance energético en el tanque acumulador. Elaboración propia

Se han fijado los valores de la demanda energética para calefacción y ACS, se han calculado las pérdidas energéticas por acumulación y se han supuesto las pérdidas térmicas en distribución (1% de las pérdidas de acumulación). Para que se cumpla el balance térmico necesitamos determinar la energía de entrada.

Considerando las características térmicas del sistema de colectores solares establecidas en el capítulo 3, podemos ajustar el valor de la energía de entrada variando el número de colectores del sistema.

Hemos comentado que en el balance térmico anual, el valor de energía acumulada debe ser cero o próximo a cero. Sin embargo el mismo balance referido a cada uno de los meses del año da como resultado una acumulación de calor en los meses de verano y un consumo de energía

acumulada durante los meses de invierno. **El objetivo es satisfacer la demanda en invierno haciendo uso del exceso de energía acumulada durante el verano.**

El siguiente cuadro permite realizar los balances energéticos mensuales variando el área de absorción (y por tanto la energía de entrada) con el objetivo de satisfacer, en la medida de lo posible, el 100% de la demanda pero teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- No tener energía térmica acumulada al final del mes de Marzo.
- No sobrepasar la capacidad energética máxima del depósito fijada en 367.200 kWh

Los resultados se resumen en la tabla 4.4 y el proceso de cálculo se puede revisar en las hojas de cálculo adjuntas al proyecto : “ Balance energético en el acumulador de calo..xls”

Mes	Calor útil (kWh)	Demanda térmica calefacción (kWh)	Demanda térmica ACS a 48°C (kWh)	Pérdidas en el depósito (kWh)	Pérdidas en el distribución (kWh)	Balance térmico (kWh)
Enero	19.670,71	75.225,00	4.354,00	15.863,69	158,64	-76.104,78
Febrero	24.691,92	63.050,00	3.932,50	14.400,14	144,00	-56.992,02
Marzo	41.961,40	55.975,00	4.136,25	14.594,59	145,95	-33.055,84
Abril	50.270,26	0,00	3.792,00	13.816,76	138,17	32.371,65
Mayo	53.407,33	0,00	3.700,75	13.087,54	130,88	36.340,13
Junio	49.445,15	0,00	3.265,50	11.667,49	116,67	34.264,87
Julio	66.192,54	0,00	3.047,75	11.501,18	115,01	51.406,69
Agosto	65.016,41	0,00	3.156,50	10.390,72	103,91	51.239,02
Septiembre	57.639,22	0,00	3.265,50	11.206,93	112,07	42.924,10
Octubre	51.068,02	0,00	3.809,75	13.484,14	134,84	33.486,90
Noviembre	31.338,00	59.525,00	4.002,75	14.047,04	140,47	-46.537,37
Diciembre	22.095,11	72.225,00	4.354,00	15.625,73	156,26	-70.440,04

Tabla 4.5 Balance térmico mensual en el acumulador de calor.

La última columna de la tabla muestra el balance energético del depósito para cada uno de los meses, esto es:

$$E_{Acumulada} = (Entrada) - (Demanda \text{ Calefacción}) - (Demanda \text{ ACS}) - (Pérdidas)$$

Se observa como para los meses de verano el balance es positivo, es decir la energía absorbida por el sistema de colectores es superior a la suma de la demanda y las pérdidas. Sin embargo en los meses de invierno, el balance es negativo, esto quiere decir que la suma de las demandas energéticas y las pérdidas son mayores que la energía absorbida por los captadores para estos meses.

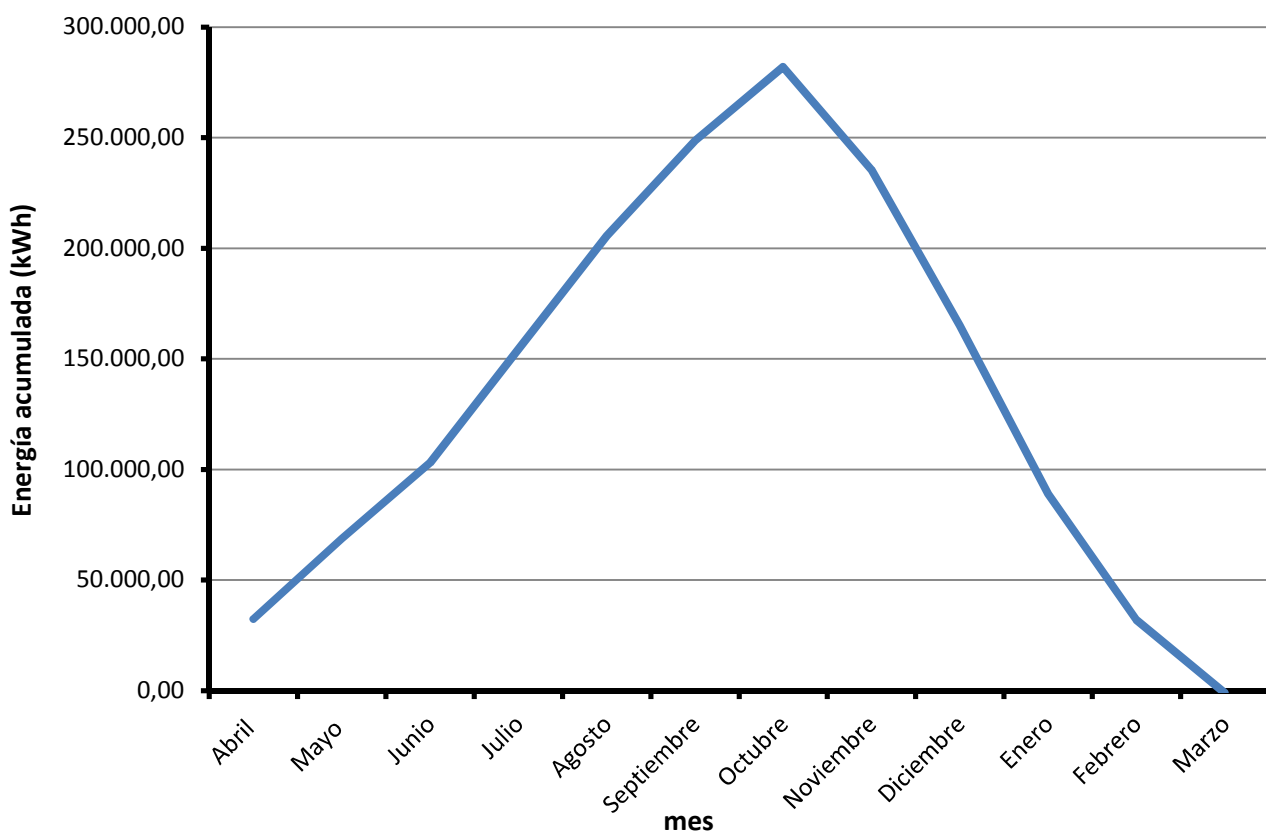
Si comenzamos el estudio en el mes de abril observamos como para los meses siguientes hasta Octubre el balance es positivo, es decir el sistema está acumulando energía.

A partir de Noviembre comienza el período de calefacción y el balance es negativo, sin embargo el sistema es capaz de responder al total de la demanda utilizando la energía almacenada en el tanque durante los meses de Abril a Octubre.

Para el mes de Diciembre, el balance es negativo, pero el sistema responde con el calor acumulado que aún no se ha cedido en Noviembre. Esta es la filosofía que se sigue para el resto de los meses de invierno.

En Marzo el sistema cede todo el calor que queda acumulado en forma de calor latente, como el sistema ha sido diseñado para que no haya exceso de energía en el acumulador, el sistema no cubre, por sí solo la demanda de este mes, por tanto habrá que utilizar una fuente auxiliar o de apoyo para cubrir el porcentaje de demanda energética para Marzo que no alcanza a cubrir el sistema acumulador.

El siguiente gráfico muestra la evolución del proceso de carga y descarga térmica del tanque acumulador.

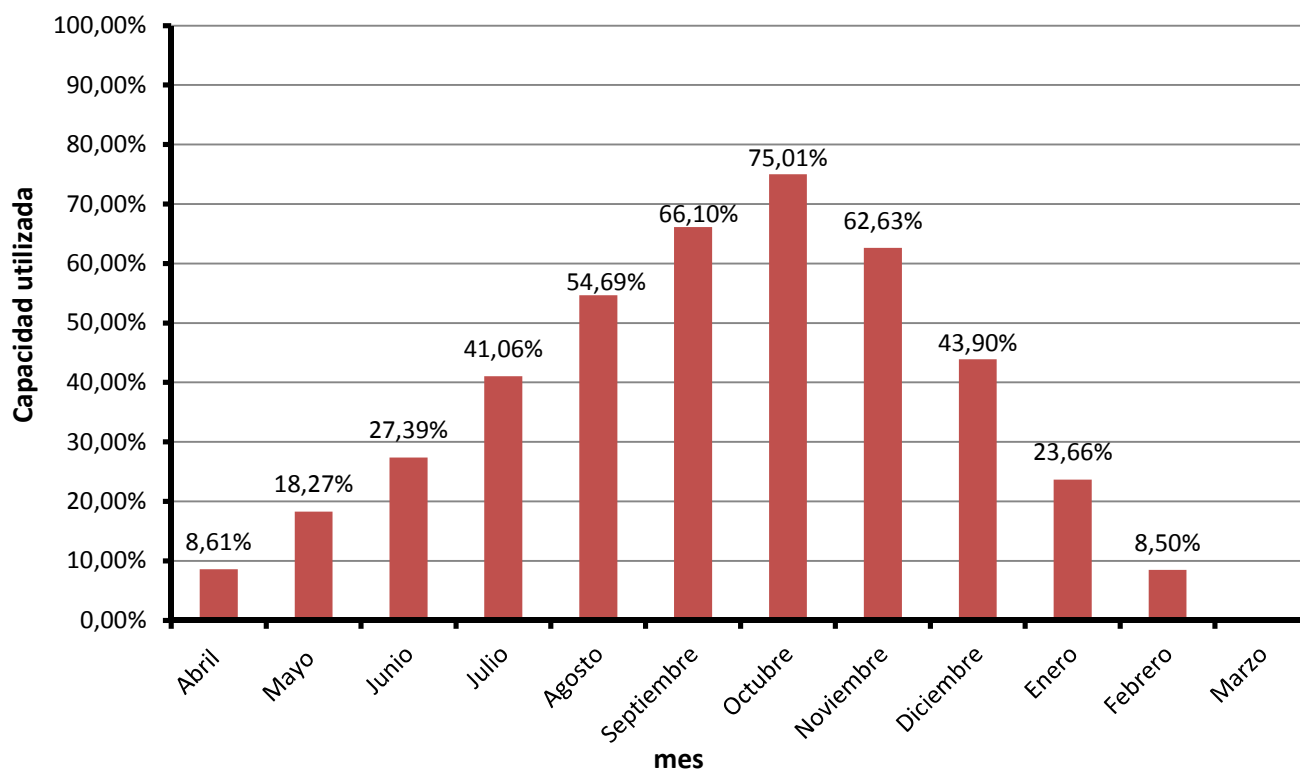


Gráfica 4.4 Energía térmica acumulada para cada mes en el tanque acumulador.

Se observa como el sistema empieza a acumular energía hasta llegar a su máximo nivel en Octubre (282.033 kWh) y a partir de este mes se aprecia una descarga bastante pronunciada que termina en el mes de Marzo (-1000 kWh) que habrá que aportar con un sistema auxiliar.

El siguiente gráfico analiza el porcentaje de capacidad energética que se está utilizando para cada uno de los meses.

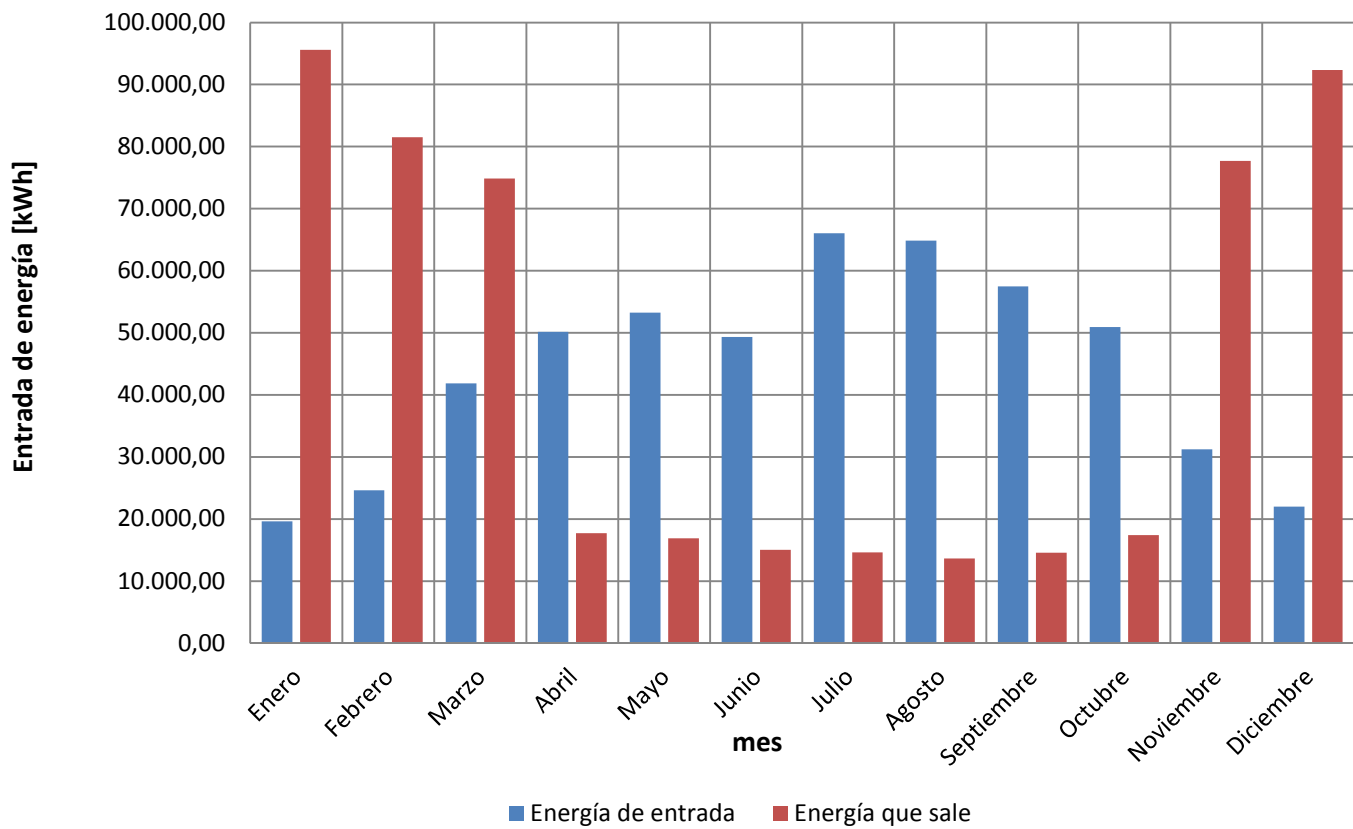
Observamos como el acumulador aumenta su nivel energético desde Abril hasta Octubre donde alcanza su máximo valor que corresponde al 75% de la capacidad total de almacenamiento energético. A finales de Marzo no hay energía térmica acumulada, de este modo al siguiente año, en Abril el tanque empieza a almacenar calor desde el 0% de su capacidad.



Gráfica 4.5 Acumulación de energía para cada mes en relación con la capacidad de almacenamiento energético máxima.

El hecho de que el depósito llegue al 75% de su capacidad máxima abre la posibilidad de suministrar energía térmica a más viviendas en el futuro.

La energía de entrada y de salida en el acumulador se resume en el siguiente esquema.



. **Gráfica 4.6** Comparación entre la energía de entrada y de salida en el acumulador estacional para cada mes.

5. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

5.1 Redes de distribución

La red de tuberías que permite la distribución del calor a los puntos de consumo está formada, principalmente de tubos aislados para minimizar las pérdidas térmicas. Mediante agua se transporta la energía térmica hasta los usuarios, donde se cede el calor en los condensadores y se enfría el fluido. La red también dispone de un circuito de retorno a la central térmica (al tanque acumulador en nuestro caso). Habitualmente las tuberías se distribuyen en zanjas subterráneas que siguen el trazado de las calles en zonas urbanas.

La red distribución de distribución de energía puede configurarse de dos maneras diferentes según el trazado que tenga:

- Trazado ramificado: cada parcela se conecta a una única central generadora mediante una única vía de suministro. Son redes sencillas pero difícil de ampliar y de poca capacidad de respuesta ante averías.
- Trazado en malla: El consumidor está conectado a la central mediante varias vías alternativas. El trazado es más complejo y caro, pero la fiabilidad de la red aumenta significativamente.
- Trazado en anillo: Consiste en una solución de trazado ramificado en la que el punto final de la red también puede estar conectado con el inicio por cuestiones de seguridad en el suministro. Sería equivalente a una solución mixta de los dos tipos anteriores.

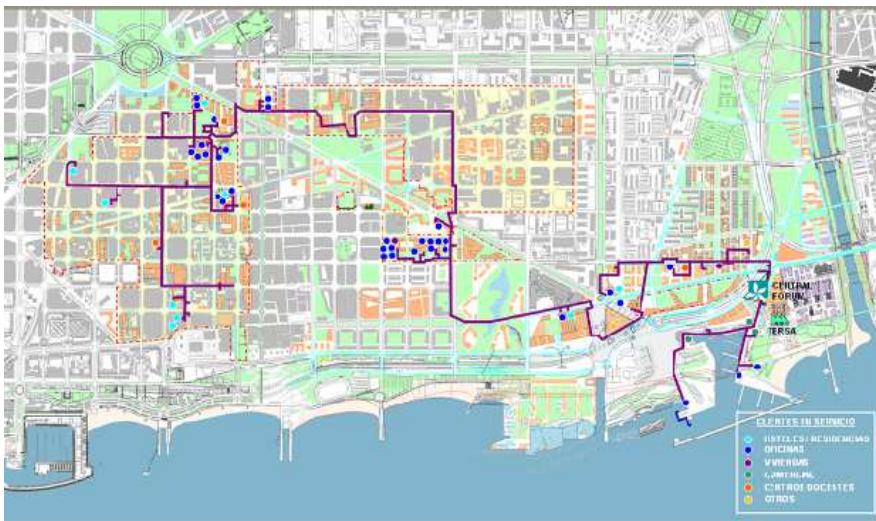


Fig 5.1. Ejemplo de trazado ramificado en red de distribución de Distritoclima, S.A. en la ciudad de Barcelona y localización de clientes principales.

Fig 5.2. Ejemplo de trazado red malla de la red de distribución de COFELY en París



5.2 Elementos principales de las redes de distribución

Tuberías.

Los conductos de los sistemas DH están formados por una tubería de impulsión y otra de retorno, la extensión del sistema y el número de ramificaciones depende de la situación de la planta de producción de energía y del número y distribución de los puntos de consumo; una distribución inadecuada de la red puede comprometer la rentabilidad económica del proyecto.

Las redes de tuberías de un sistema DH pueden dividirse en tres grupos.

- Red troncal: conduce el calor desde las centrales térmicas, en nuestro caso el depósito acumulador de calor, hasta las redes locales de distribución.
- Ramales: conducen el calor desde la red troncal hasta las tuberías de servicio. Las tuberías principales suelen seguir la dirección de las calles o carreteras.
- Acometidas o ramales de servicio a clientes: se refieren a las tuberías de interconexión desde la red de distribución principal hasta cada vivienda.

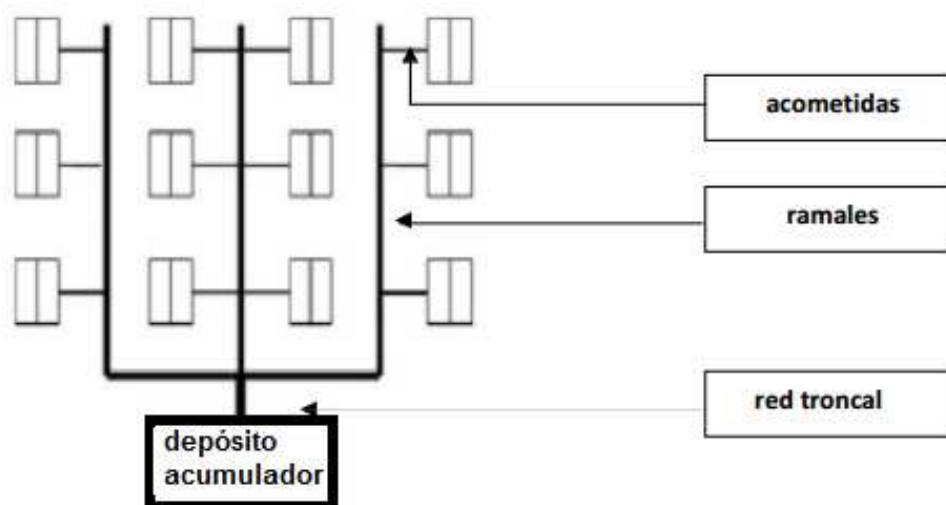


Fig 5.3. Distribución de los grupos de tuberías en una red DH [4]

Una característica importante de las tuberías es su aislamiento térmico ya que deben de reducirse al máximo posible las pérdidas de calor por distribución. Normalmente se utilizan tuberías pre aisladas que evitan problemas en la instalación debidos defecto en el aislante.

Accesorios de las tuberías.

Como codos, T, etc. Estos elementos dependen del trazado de la red, se procurará en que el diseño sea lo más simple posible.

Detentores, válvulas de regulación y bypasses.

La función de los detentores es la de aislar partes de la instalación, por ejemplo durante la reparación de una avería. Todas las subestaciones dispondrán de detentores y válvulas reguladoras para modificar el caudal que proviene de la red principal.



Fig 5.4 Detentor. Constrmatica.com

Puntos de venteo y puntos de purga.

Al tratarse de un circuito cerrado, es necesario disponer, a nivel de seguridad, de puntos de purga del sistema de forma que tanto en la puesta en marcha del sistema como en la operación del mismo, cualquier burbuja de aire que pueda haber en el circuito sea evacuada por estos puntos. La existencia de aire en el circuito provoca una disminución de su rendimiento así como un aumento de la probabilidad de aparición de problemas.

Arquetas inspección.

Las arquetas de inspección serán necesarias siempre que la red de distribución se encuentre enterrada en el subsuelo. En este caso, dado que en general, no puede accederse fácilmente a la red a lo largo del trazado de la misma, será necesario prever la ubicación de diferentes puntos de acceso al sistema mediante arquetas.

Las arquetas deberán ser de fácil acceso, con una fácil manipulación de los sistemas y solo podrán ser utilizadas por personal autorizado.



Fig 5.5 Arqueta de inspección. Ref [4]

Sistema de detección de fuga.

Se debe disponer de sistemas capaces de detectar posibles fugas de agua tanto en las tuberías hacia el exterior, debido a un defecto en las mismas, como desde el terreno hacia las tuberías, debido a fisuras o problemas en la protección. Una fuga del terreno hacia las tuberías provoca un defecto del aislamiento, ya que en caso de que este se moje o adquiera humedad, disminuye la capacidad de aislamiento.

Los sistemas de detección de fugas en las tuberías consisten en cables que siguen las tuberías y que en principio se encuentran embebidos en el aislamiento. Los cables discurren a lo largo de la tubería.



Fig 5.6 Ejemplo de sistema de detección de fugas. Ref [4]

Otros componentes.

Todos los elementos de la instalación deberán disponer de elementos de corte en todas sus conexiones.

Se instalarán filtros basados en mallas de acero inoxidable para evitar la circulación de partículas por el sistema. Los filtros tendrán una densidad de la malla de entre 0,5 y 1 mm. Y deberán estar equipados con una válvula que favorezca el limpiado del filtro sin necesidad del desmontaje de la válvula.

Se instalarán en el circuito medidores de temperatura, ya sea en forma de termómetros o preferiblemente en forma de sondas. El rango de temperaturas comprenderá la totalidad del campo de trabajo de las temperaturas que se utilizarán en el sistema y la medición deberá tener una sensibilidad de máximo 1 °C .

Se dispondrán asimismo de medidores de la presión con un rango de medida conforme con las presiones de funcionamiento de la instalación.

5.3 Diseño de las tuberías

Las tuberías que forman parte de una red de distribución, por donde circula el agua desde la central de producción hasta los puntos de consumo, pueden ser de materiales muy variados dependiendo en muchos casos de las características de la aplicación particular para la que se utilizarán y de las condiciones climáticas del lugar donde se proyecta el DH.

Los materiales más usados para tuberías son el acero, metales flexibles y plásticos flexibles y no flexibles. Independientemente del material de la tubería, actualmente la gran mayoría de las tuberías son pre-aisladas dadas sus bajas pérdidas térmicas, así como su gran durabilidad y facilidad de instalación respecto de lo que sería la instalación por separado de las tuberías y el aislamiento.

Las tuberías de circulación deberían tener una válvula de equilibrado hidráulico entre los diferentes ramales para garantizar los caudales correctos de la red.

Los aislamientos en las redes de distrito deben acompañar tanto las líneas de impulsión como las de retorno.

Generalmente este tipo de tuberías se componen de tres partes:

- La tubería por donde circula el fluido.
- El aislamiento encargado de disminuir las pérdidas térmicas.
- La cubierta exterior protectora.

Las pérdidas térmicas en las tuberías no sólo dependen del salto térmico; también dependen del diámetro, a medida que aumentamos el diámetro de la tubería, mayores son las pérdidas térmicas.

Con respecto a las pérdidas por fricción es importante destacar que van en favor de las tuberías de impulsión (calientes) y en contra de las tuberías de retorno (frío) puesto que con el rozamiento se libera una cierta cantidad de calor.

En este proyecto se optará por utilizar el Sistema de tubos preaislados para distribución de agua de calefacción, refrigeración, agua potable y agua caliente sanitaria de la empresa UPONOR [29]

Una característica de un buen sistema de tuberías es ofrecer soluciones profesionales para una gran cantidad de usos con sólo unos pocos componentes. Las cualidades de los tubos flexibles preaislados los hacen aptos para una gran diversidad de aplicaciones. Como ejemplo de tubos preaislados que se podrían instalar en este proyecto tenemos:

Uponor Thermo

Tubos Single o Twin para el suministro de agua de calefacción. La versión Thermo Twin permite líneas de flujo y retorno en un único tubo.

Uponor Quattro

La solución “todo en uno” para agua de calefacción y sanitaria en un único tubo. Ideal y económica para conexiones sencillas.



UPONOR Thermo Single

UPONOR Thermo Twin

UPONOR Quattro

Fig 5.7 Variedad de tubos . Fuente www.uponor.com

Planificación de la red con tubos flexibles

En la planificación de la red vamos a utilizar tres tipos de tubos:

- Tubo Thermo Twin para la tubería del circuito primario
- TUBO Thermo Single para la red troncal del sistema de distribución.
- Tubo Quattro para las tuberías de acometida.

a) Tubo de carga del acumulador de calor:

Los tubos Thermo Twin son líneas de ida y retorno combinadas en un único tubo que incluye perfil de centrado bicolor para evitar confusiones durante el montaje. Se utilizará este tipo de tubos en el circuito primario, su función será transportar el fluido caloportador desde el sistema central de colectores solares hasta el intercambiador de carga del depósito acumulador a través del tubo de impulsión (alta temperatura), el conducto de baja temperatura transportará el fluido caloportador desde la salida del intercambiador hasta los colectores.

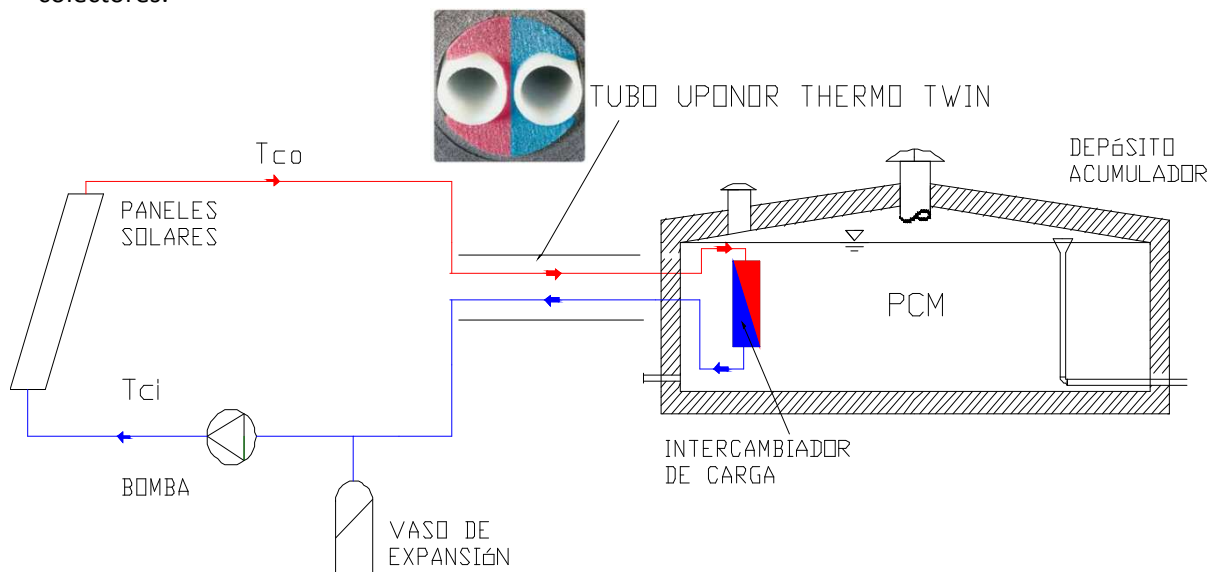


Fig 5.8 Esquema del circuito primario con tubos UPONOR THERMO TWIN. Elaboración propia.

b) Tubo para la red troncal de suministro

Para el circuito de suministro que irá desde el intercambiador de descarga del depósito acumulador hasta los puntos de consumo se utilizarán tubos modelo Thermo Single para la tubería principal (ida y retorno). Para las tuberías de acometida se podrán utilizar tubos modelo Quattro ya que el suministro de ACS y agua de calefacción ha de hacerse de forma separada por los siguientes motivos:

- 1) El agua caliente destinada a uso sanitario, debe tener un tratamiento especial más complejo que el agua de calefacción de acuerdo con el CTE.
- 2) El suministro de ACS se lleva a cabo durante los doce meses del año, mientras que el suministro de agua de calefacción se realizará exclusivamente durante los meses de invierno.

Uponor Quattro son los tubos adecuados para la conexión de edificios independientes, se encargan del suministro y retorno de agua de calefacción, además de agua sanitaria, incluida circulación, en un único tubo.

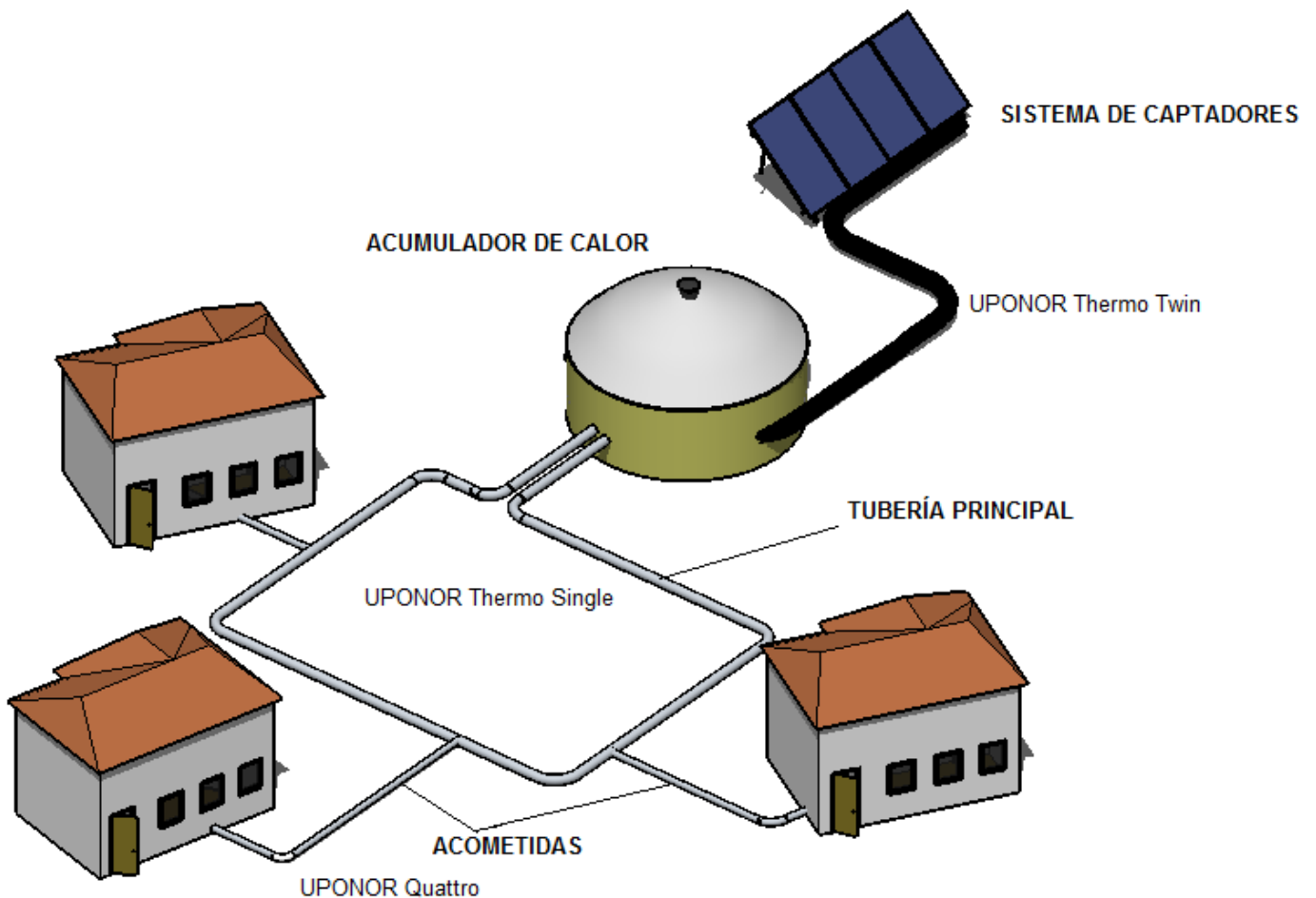


Fig 5.9. Representación esquemática del sistema DH utilizando tubos flexibles. Elaboración propia.

c) Sistema de distribución de ACS

Para el suministrar ACS a 60°C debemos calentar el agua que proviene del tanque acumulador desde 48°C , para ello utilizaremos un sistema de gas natural – solar ya que:

- Los sistemas solares térmicos no garantizan el 100% de cobertura de servicio ACS (coste y superficie), precisan, por tanto una energía convencional complementaria.
- Los sistemas integrados gas natural-energía solar representan una solución eficiente porque:
 - Son una solución individual, demandada por el mercado.
 - Sólo consumen gas natural cuando se demanda el servicio y si la acumulación solar no cubre esa demanda. En nuestro caso el agua caliente procedente del acumulador solar sale a una temperatura de 48°C como máximo y sería necesario elevar la temperatura de suministro hasta los 60°C
- Como fuente de energía complementaria el gas natural es menos agresivo con el ambiente:
 - Por kWh producido, es el de menor emisión de CO₂.
 - Menos emisión de contaminantes locales (NO_x SO_x, partículas...)

Existen varias soluciones para configurar un sistema de suministro de ACS, en este proyecto nos basaremos en la *Guía de Sistemas térmicos gas natural-solar* [8] de la compañía Gas Natural. La configuración será la de precalentamiento solar centralizado y apoyo individual con caldera de gas natural, ver figura 5.10..

Esta solución es bastante práctica pues el sistema centralizado DH se compromete a suministrar agua caliente a 48°C para todas las viviendas, si es necesario un aporte de calor individual será el propio usuario final quien decida cuanta energía consumir desde su caldera particular. Además todos los ramales de acometida de ACS llevan contadores para controlar el consumo por vivienda.

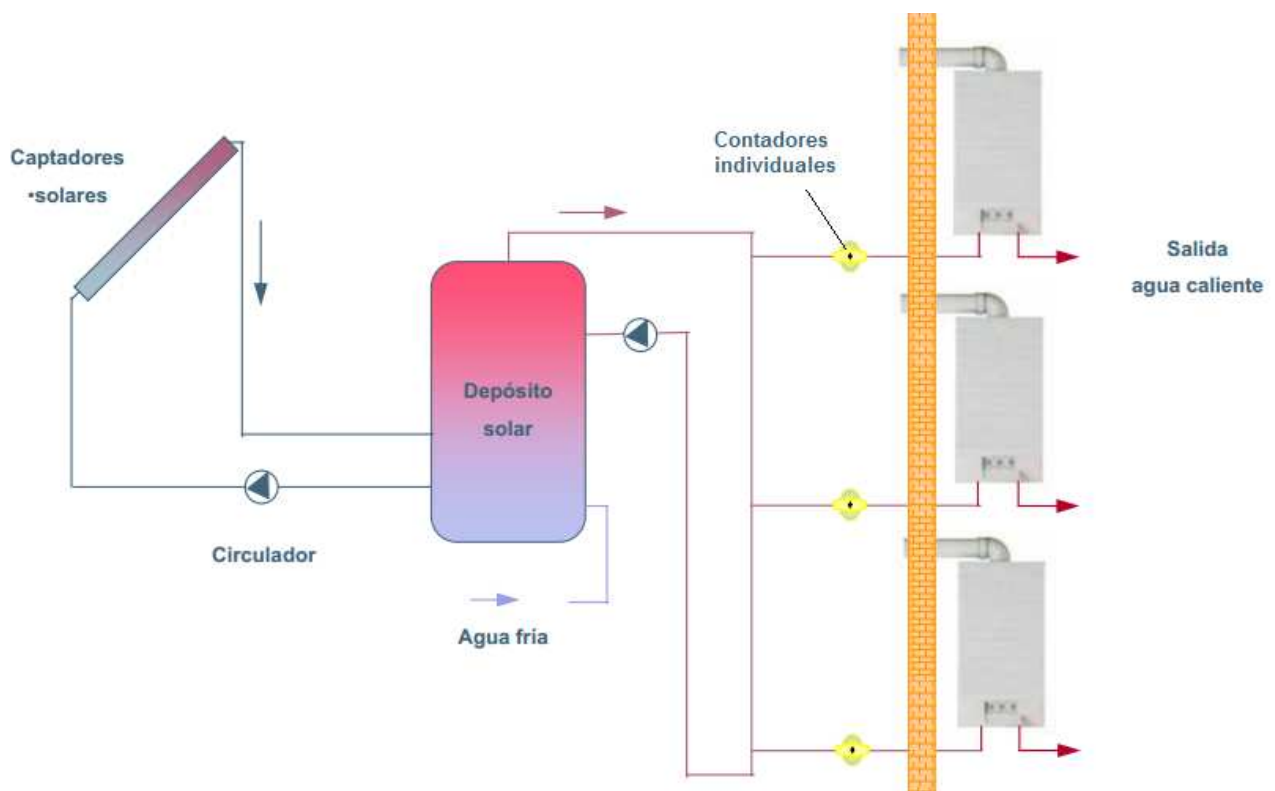


Fig 5.10. Diagrama de distribución de ACS con precalentamiento solar colectivo y apoyo convencional individual. Ref. [8]

Obra civil de la red de calefacción.

Hay diferentes formas de instalar las tuberías de distribución de los sistemas centralizados de distrito: de forma aérea, en túneles bajo tierra, enterradas en túneles de hormigón y en zanjas. Los costes derivados de este último tipo de instalación son inferiores a los de la realización de túneles. El inconveniente de la misma es la dificultad de las tareas de reparación puesto que debe excavar para acceder a las tuberías.

La flexibilidad de los tubos permite una adaptación sin problemas en el lugar de instalación a prácticamente cualquier condición del trazado. Es posible el tendido por encima o por debajo de líneas existentes, y los obstáculos se evitan con facilidad. El sistema solo requiere la excavación de una zanja estrecha y poco profunda. En los puntos de empalme y ramificación deberá crearse un espacio de trabajo adecuado para labores de mantenimiento y pruebas.



Fig 5.11. Instalación de tubos sencillos UPONOR. Ref www.uponor.com

La especificación indica un lecho de arena sin piedras. El tamaño del grano de arena será de entre 0 y 2/3 mm y no se deben incluir nunca en la zanja objetos puntiagudos o con bordes cortantes. Para garantizar la duración del tubo envolvente es fundamental preparar cuidadosamente el lecho del tubo (al menos 10 cm por encima y por debajo del tubo envolvente y hasta las paredes de la zanja). Para decidir la cobertura mínima, hay que tener en mente la posibilidad de que posteriores obras de construcción durante la vida útil de la construcción provoquen daños. El material de relleno debe compactarse en capas y, si la cobertura supera los 500 mm, deberá hacerse con máquina. Una vez hecho esto, se coloca la cinta para advertir de la existencia de tuberías y se llena la zanja.

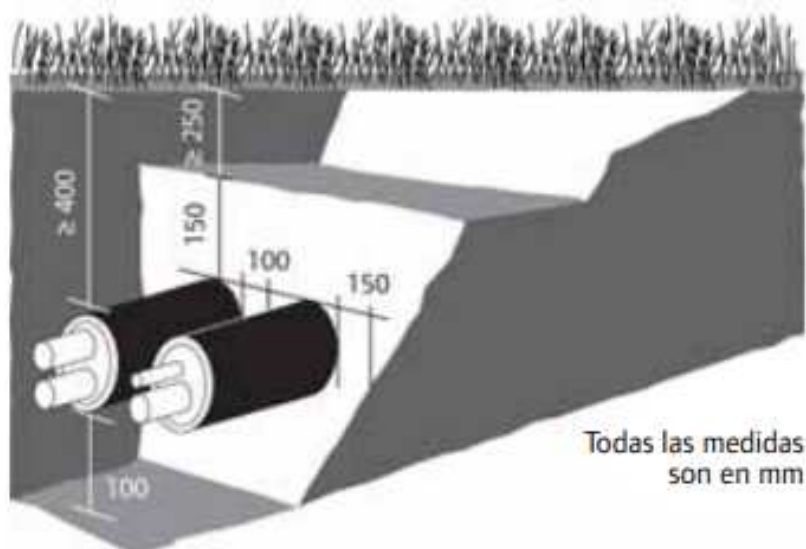


Fig 5.12. Condiciones de enterramiento de tubos UPONOR. Ref www.uponor.com

6.4 Características energéticas del sistema de distribución.

El presente apartado tiene como objetivo el estudio energético del sistema de distribución en la red de DH, teniendo en cuenta las características de los productos Local Heating Distribution (LHD en adelante).

Se calcularán las pérdidas de calor hacia el terreno y el ahorro energético obtenido por el uso de LHD frente a otros sistemas.

- **Pérdidas de calor en el circuito de distribución**

Las tuberías se han distribuido de forma ramificada desde el acumulador de calor estacional hasta las diferentes viviendas modelos.

Fundamentos teóricos de la transmisión del calor hacia el exterior en tuberías enterradas. [3]

Para los siguientes cálculos supondremos el estado estacionario (constancia de temperaturas a ambas partes del elemento con el tiempo) y por tanto la cantidad de calor que atraviesa cada una de las capas de la tubería es independiente del tiempo, igualmente supondremos que no existe cambio de fase del material en ninguna capa.

Para tuberías formadas por varias capas cilíndricas tenemos que el flujo de calor constante por unidad de longitud viene dado por:

$$q / H = \frac{\Delta T_{\text{int}}}{R_{\text{conv_cond_cilind_int}}} = \frac{\Delta T_i}{R_{\text{cond_cilind_i}}} = \frac{\Delta T_{\text{ext}}}{R_{\text{conv_cond_cilind_ext}}}$$

Las superficies interiores de las tuberías están a la misma temperatura y, por tanto el intercambio de calor por radiación es despreciable (o nulo). Consecuentemente en el interior sólo se considerará el intercambio de calor por convección y la expresión anterior resulta:

$$q / H = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{\frac{1}{2\pi r_{\text{int}} h_{\text{conv,int}}} + \sum_{\text{capas material}} \frac{\ln \left[\frac{r_{i+1}}{r_i} \right]}{2\pi k_i} + \frac{1}{2\pi r_{\text{ext}} h_{\text{conv_rad,ext}}}} = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{R_{\text{total_cilindricas}}}$$

Caso de tuberías enterradas.

En esta configuración la transmisión de calor es considerada bidimensional, y su cálculo es complejo, como cálculos aproximados (considerando unidimensionalidad) se puede simular la presencia del terreno como una resistencia térmica del mismo que sustituye a la resistencia por convección-radiación con el exterior, el flujo de calor desde la tubería hacia el suelo se define como:

$$q / H = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{\frac{1}{2\pi r_{\text{int}} h_{\text{conv,int}}} + \sum_{\text{capas material}} \frac{\ln \left[\frac{r_{i+1}}{r_i} \right]}{2\pi k_i} + R_{\text{terreno}}}$$

La resistencia térmica del terreno depende de la profundidad a la que está enterrada la tubería y la conductividad del terreno, pudiéndose aproximar mediante:

$$R_{\text{terreno}} = \frac{1}{2\pi k_{\text{terreno}}} \ln \left[\left(\frac{2p}{D_{\text{ext}}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2p}{D_{\text{ext}}} \right)^2 - 1} \right]$$

*La conductividad térmica del terreno se va a considerar que tiene un valor de $k_{\text{terreno}} = 1 \text{ W / mK}$ [9]

Finalmente la temperatura del terreno (a nivel de suelo) varía aproximadamente de forma cosenoidal según la expresión siguiente [3]

$$T_{\text{suelo}} = T_{\text{media_suelo}} - Va \cos \left[\frac{2\pi}{365} (dia - dia_0) \right]$$

Donde el rango de valores posibles para la zona climática donde se realizará el proyecto (Madrid: Zona D) es:

$$T_{\text{media_suelo}} = 16^{\circ} \text{C} ;$$

$$\text{Variación anual: } Va = 11^{\circ} \text{C}$$

$$dia = \text{día Juliano (1 a 365)}$$

$$dia_0 = \text{día valo mínimo} = 34$$

Tuberías enterradas

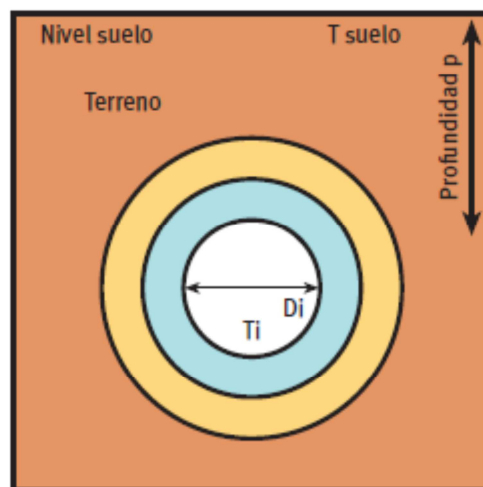


Fig 5.13. Diagrama de tubería de distribución enterrada. Ref [4]

Estudio energético:

En este capítulo se realiza un estudio comparativo desde el punto de vista energético entre la distribución del fluido de calefacción a través de tuberías de acero pre aisladas frente a la solución de distribución propuesta por UPONOR mediante sus productos para Local Heating Distribution

Se analizan las pérdidas de calor por unidad de longitud en los tubos de distribución de agua de calefacción de la red principal.

DATOS DEL ESTUDIO:

- Caudal máximo.

El caudal de agua caliente de calefacción que circula por la red principal de distribución dependerá de la demanda térmica de las viviendas, así pues el valor de caudal máximo se registrará cuando la demanda sea máxima que coincidirá con el momento más frío del año, de este modo el calor máximo será:

$$Q = (UA)_{g_vi} \times \Delta T$$

Donde el valor del coeficiente global de la vivienda (UA) fue calculada en el capítulo 2. (260 W/K) y el salto térmico será:

$$\Delta T = (21 - T_m)$$

Siendo T_m la temperatura mínima del año cuyo valor es -6,3 (registrado el 17 de Diciembre a las 7.00 am) según la base de datos [2010.xls](#):

$$Q = (UA)_{g_vi} \times \Delta T = 260 \times (21 - (-6,3)) = 7398 \text{ W}$$

Como se trata de la red principal de distribución que abastece a todo el barrio:

$$Q_{\max, Total} = N_{viviendas} \times Q_{\max, vivienda} = 25 \times 7,4 = 185 \text{ kW}$$

Ahora bien, suponiendo condensadores interiores ideales, podemos calcular el caudal másico de agua de calefacción necesario para mantener la vivienda a la temperatura de confort en el momento más frío utilizado la siguiente expresión:

$$Q = \dot{m} \times c_p \times \Delta T \rightarrow \dot{m} = Q / (c_p \cdot (T_{imp} - 21)) =$$

Siendo T_{imp} la temperatura de impulsión del sistema de calefacción basado en suelo radiante y cuyo valor establecemos en 45°C.

Y por tanto el caudal máximo instantáneo que registrará la red principal de distribución será:

$$\dot{m} = Q / (cp\Delta T) = \frac{185}{4,18 \times (45 - 21)} = 1,63 \text{ kg / s} = 1,63 \text{ l / s}$$

- **SOLUCIÓN A. Uso de típica tubería de acero pera-aislada.**

Cálculo de la sección de la tubería de acero pre aisladas:

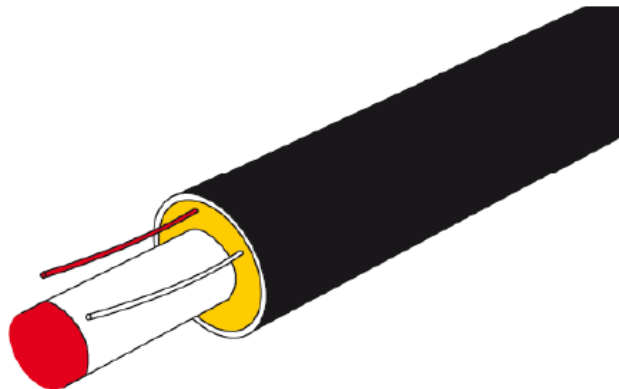
Suponemos que el fluido viaja a la velocidad recomendada de 1,5 m/s dentro de la tubería.

$$\text{Caudal} = v \times A \rightarrow A = \frac{C}{v} = \frac{1,63 \times 10^{-3}}{1,5} = 1,1 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

Y suponiendo una sección circular de la tubería obtenemos el valor del diámetro interior (di)

$$d_i = \sqrt{\frac{A \times 4}{\pi}} = 0,0372 \text{ m} = 37,2 \text{ mm}$$

Como el diámetro de 37,2 no está normalizado utilizaremos el diámetro inmediatamente superior (ver tabla), cuyo valor es de di= 40 mm.



TUBERÍAS - CARACTERÍSTICAS									
Dimensiones				Suministro (m)	Diámetro del envolvente			Peso en kg/m	Vol/m
Diámetro DN	Pulg.	d _e (mm)	e (mm)		Standard	1 x	2 x	Standard	
20	3/4"	26,9	2,6	6/12	90	110	125	2,9	0,4
25	1"	33,7	2,6	6/12	90	110	125	3,3	0,6
32	1 1/4"	42,4	2,6	6/12	110	125	140	4,2	1,1
40	1 1/2"	48,3	2,6	6/12	110	125	140	4,6	1,5
50	2"	60,3	2,9	6/12	125	140	160	6,1	2,3

Fig 5.14. Tabla de características par tuberías pre-aisladas comerciales.

Características de la sección de tubería pre-aislada.

Según las dimensiones de la tabla características y la información del fabricante de estas tuberías tenemos una sección circular con las siguientes características:

Material	Conductividad térmica $k[W / m ^\circ C]$
Acero Inox.	58
Elastómero de caucho sintético	0,04
Funda de PVC	0,16

- $R1 = 0,02 \text{ m}$
- $R2 = 0,02415 \text{ m}$
- $R3 = 0,055 \text{ m}$
- $R4 = 0,058 \text{ m}$

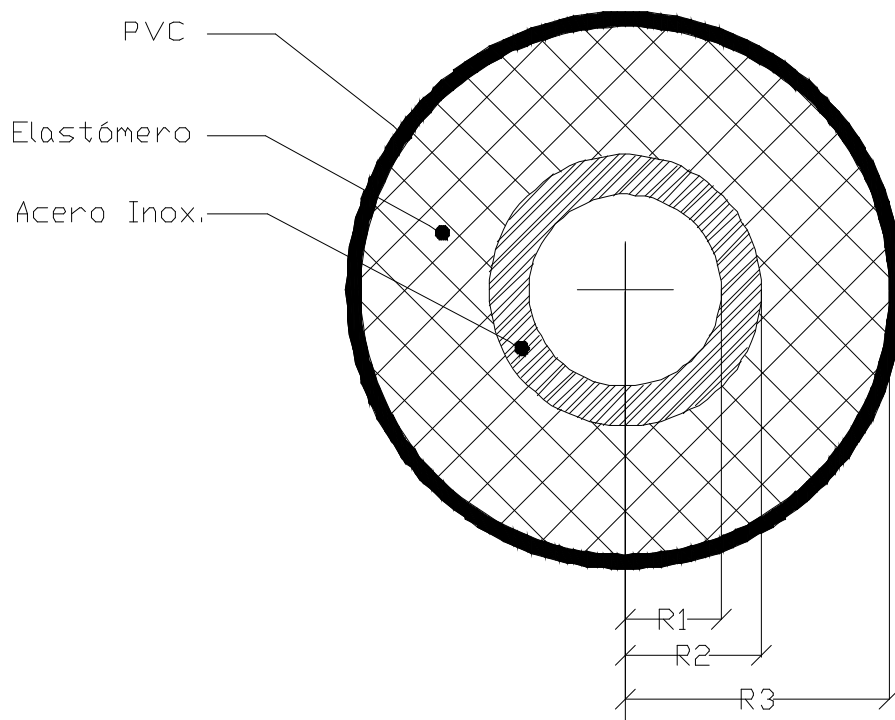


Fig 5.15. Esquema de la sección circular de la tubería pre aisladas seleccionada. Elaboración propia.

Pérdidas de calor hacia el terreno.

Vamos a suponer que la tubería está enterrada a un metro de profundidad tal y como se muestra en la figura 5.16, como ya comentamos, el calor perdido por unidad de longitud de tubo se expresa como:

$$q / L = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{suelo}}}{\frac{1}{2\pi r_{\text{int}} h_{\text{int}}} + \sum_{\text{material}} \frac{\ln(r_{i+1} / r_i)}{2\pi k_i} + R_{\text{terreno}}}$$

Consideramos despreciable la resistencia térmica por convección interior y además consideramos la temperatura interior de la tubería es constante e igual 48 °C

Para el cálculo de la resistencia térmica del terreno podemos aplicar la siguiente expresión [5]

$$R_{\text{terreno}} = \frac{1}{2\pi k_{\text{terreno}}} \times \text{ar cosh} \left(\frac{2p}{d_{\text{ext}}} \right) \quad \text{Donde } k_{\text{terreno}} = 1 \text{ W / m}^\circ\text{C}$$

De este modo tenemos:

$$R_{\text{terreno}} = \frac{1}{2\pi \cdot 1} \times \text{ar cosh} \left(\frac{2 \cdot 1000}{58} \right) = 0,67 \text{ W / m K}$$

Para obtener el valor de la temperatura del suelo, podemos utilizar la siguiente fórmula [3]

$$T_{\text{suelo}} = T_{\text{media,suelo}} - Va \cos \left(\frac{2\pi}{365} (dia - dia_0) \right)$$

Donde:

- $T_{\text{media,suelo}}$ = Temperatura media del suelo, dependiendo de la zona climática (16° C para zona D)
- Va = Variación anual, dependiendo de la zona climática (11°C para zona D)
- dia = día juliano (1 a 365)
- dia_0 = día valor mínimo, dependiendo de la zona (33 para zona D)

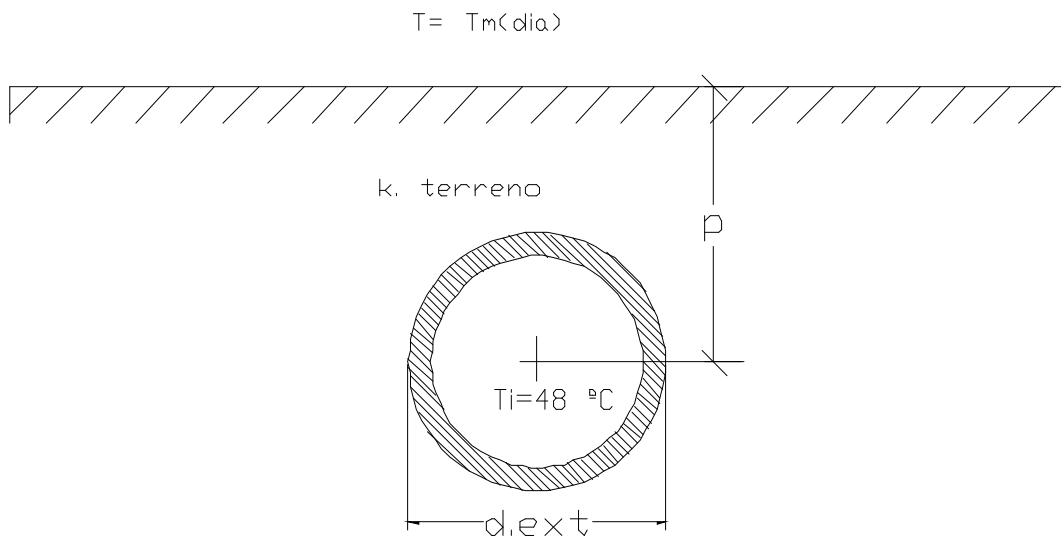
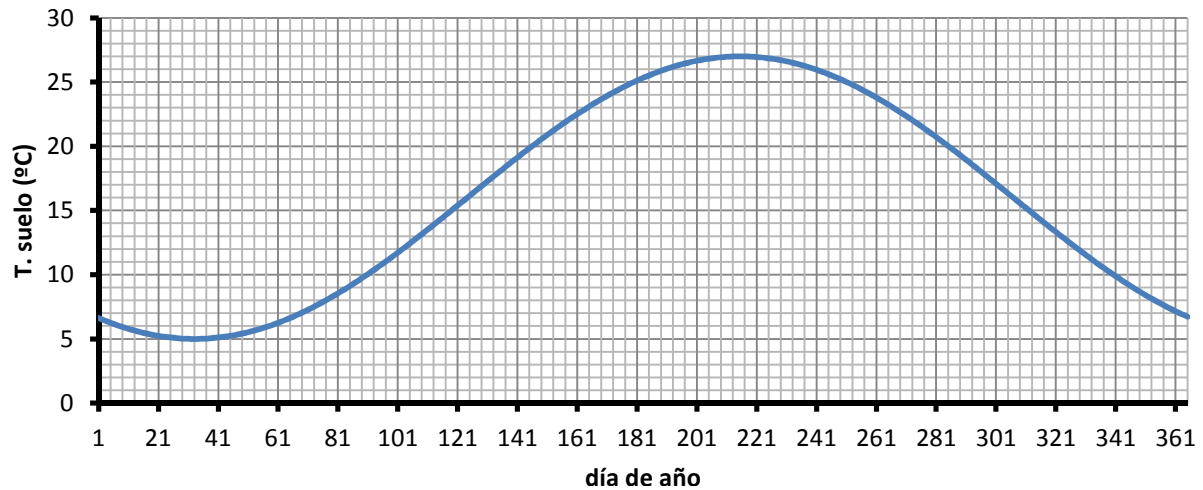


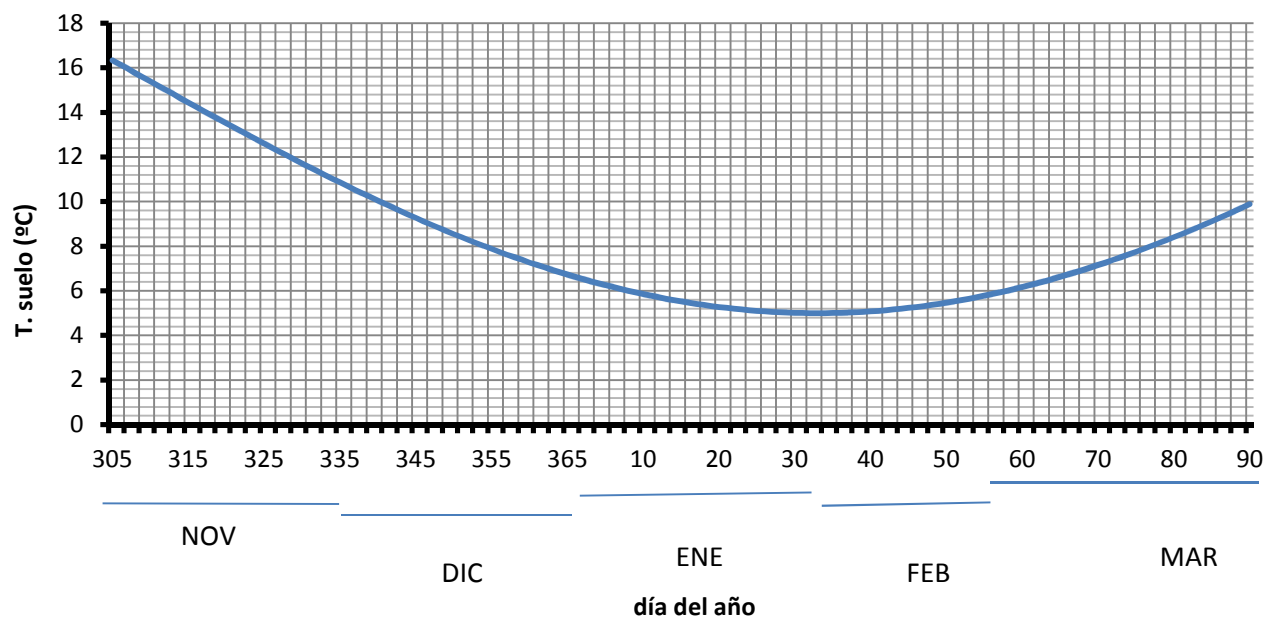
Fig 5.16. Disposición de la tubería pre-aislada enterrada.

La temperatura del suelo para cada uno de los días del año se refleja en el siguiente gráfico.



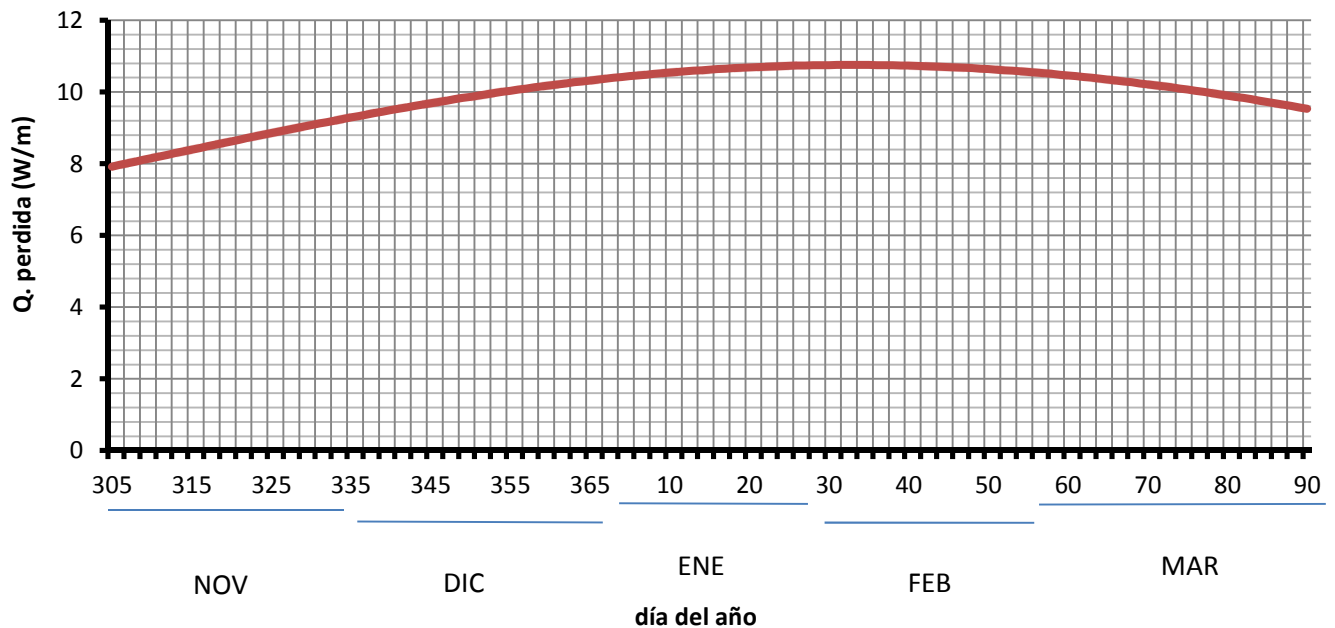
Gráfica 5.1 Temperatura del suelo. REF [4]

Particularizamos para los meses de calefacción (de Noviembre a Marzo):



Gráfica 5.2 Temperatura del suelo para los meses de invierno REF [4]

Aplicando la ecuación de transferencia de calor para los diferentes valores de temperatura de la gráfica anterior podemos determinar el calor perdido hacia el terreno desde el interior de la tubería para cada uno de los días de los meses de calefacción y así poder representar dichas pérdidas por unidad de longitud de tubo en función del día.



Gráfica 5.3 Pérdidas de calor por metro de tubería pre aisladas de acero.

- SOLUCIÓN B. USO DE TUBOS THERMO SINGLE.**

Utilizando la documentación [29] podemos estimar las pérdidas de calor por metro de tubo THERMO SINGLE a partir del diagrama de pérdidas ofrecido por la compañía (fig 114).

Utilizaremos los tubos de 32/140

Características de los tubos THERMO SINGLE de UPONOR.

Uponor Thermo Single



Main application

- Heating water

Other applications

- Waste water
- Chemicals

Medium pipe

- PE-Xa with EVOH, SDR 11

Option

- Heating cable*

Insulating material

- PE-X foam

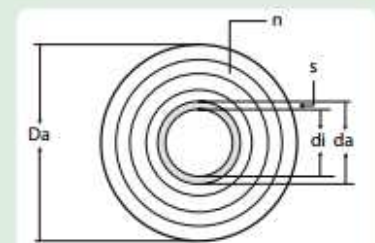
Material jacket pipe

- HDPE

* (refer to Page 40)

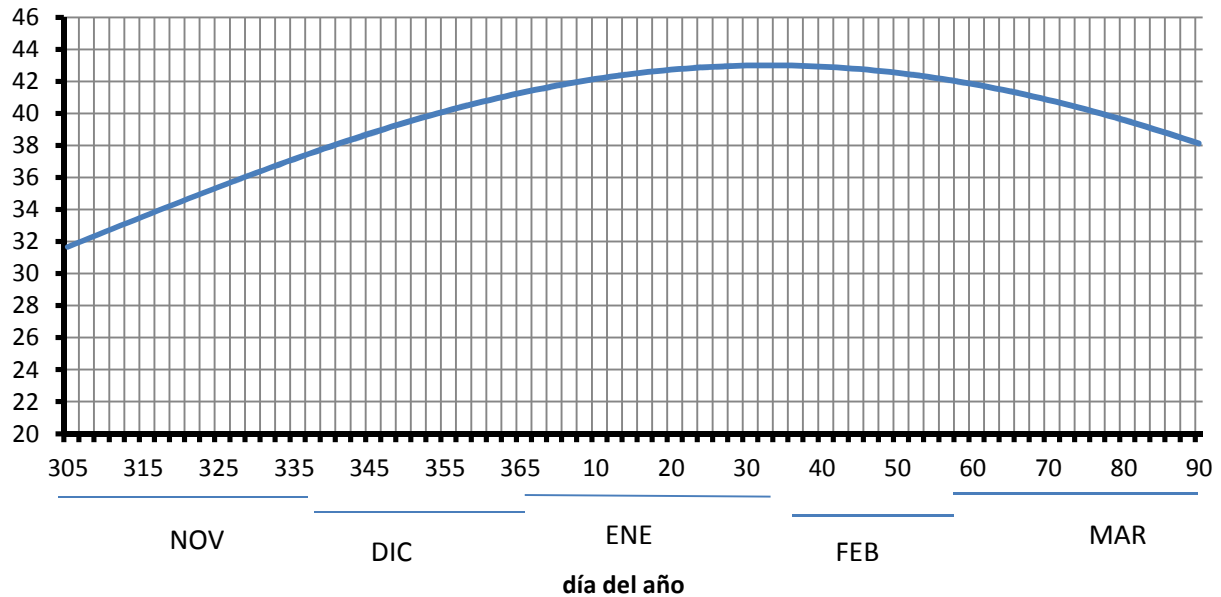
Note:

The tried-and-tested solution for heating water distribution in local heating networks and for individual building tie-ins.



Old Code	Order Code	Medium pipe da / di / s [mm]	n	Jacket pipe Da [mm]	Weight [kg/m]	Delivery lengths [m]	Bending radius [m]	Insulation thickness [mm]
500002	1018109	25 / 20.4 / 2.3	4	140	1.10	200	0.25	45
500003	1018110	32 / 26.2 / 2.9	3	140	1.20	150	0.30	42
500004	1018111	40 / 32.6 / 3.7	4	175	2.20	100	0.35	55
500005	1018112	50 / 40.8 / 4.6	4	175	2.43	100	0.45	50
500006	1018113	63 / 51.4 / 5.8	3	175	2.73	100	0.55	43
500007	1018114	75 / 61.4 / 6.8	3	200	3.74	100	0.80	49

Suponiendo que el fluido permanece a una temperatura igual a 48 y utilizando el valor de salto podemos representar el valor del salto térmico entre el interior de la tubería y el suelo:



Gráfica 5.4 Salto térmico entre el fluido a 48 y la temperatura del suelo.

En la documentación comercial del tubo THERMO SINGLE, se observa (tabla 5.5) que los valores de Vatios perdidos por unidad de longitud de tubo de 32mm cuyo salto térmico está comprendido entre los 32 y 43 grados se sitúan entorno a los 6-8 W/m y nunca superan los 10 W/m.

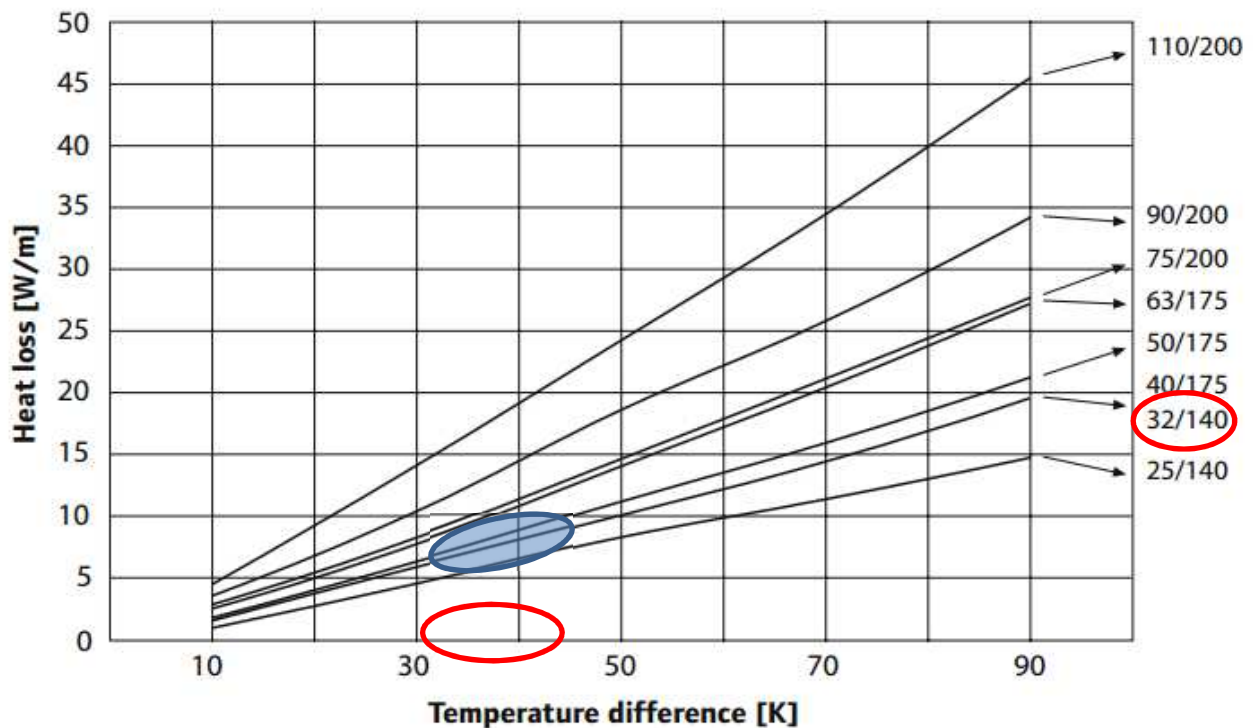


Tabla 5.5 Pérdidas de calor en función del diámetro y del salto térmico para tubos Thermo Single. Ref. Uponor

Un estudio más detallado permite aproximar las pérdidas de calor para cada día de la temporada de calefacción: observamos que la relación entre la diferencia de temperatura ΔT y el calor perdido en los tubos UPONOR es casi lineal. Utilizamos los datos de la tabla 5.5 para crear una línea de tendencia demostramos que las pérdidas de calor hacia el terreno varían en función de la diferencia de temperatura según la ecuación:

$$Q_p / L = 0,2083 \times (\Delta T) - 0,3056$$

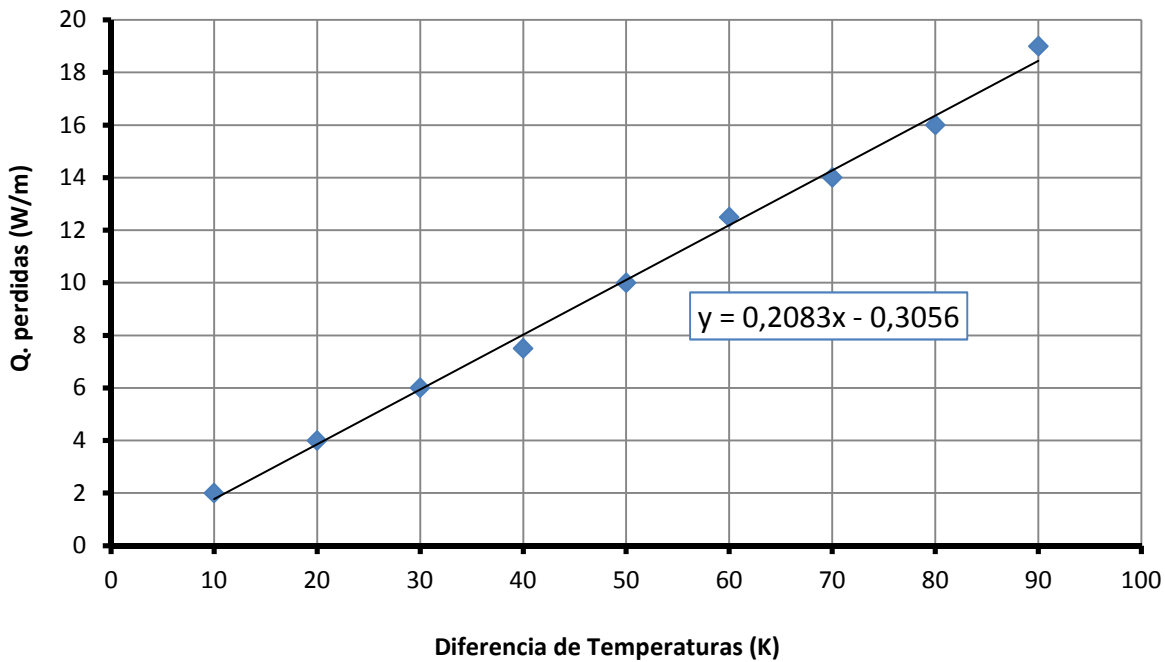


Tabla 5.6. Pérdidas de calor por unidad de longitud de tubo Thermo Single en función del sato térmico

Podemos representar las pérdidas de calor para cada uno de los días del período de calefacción.

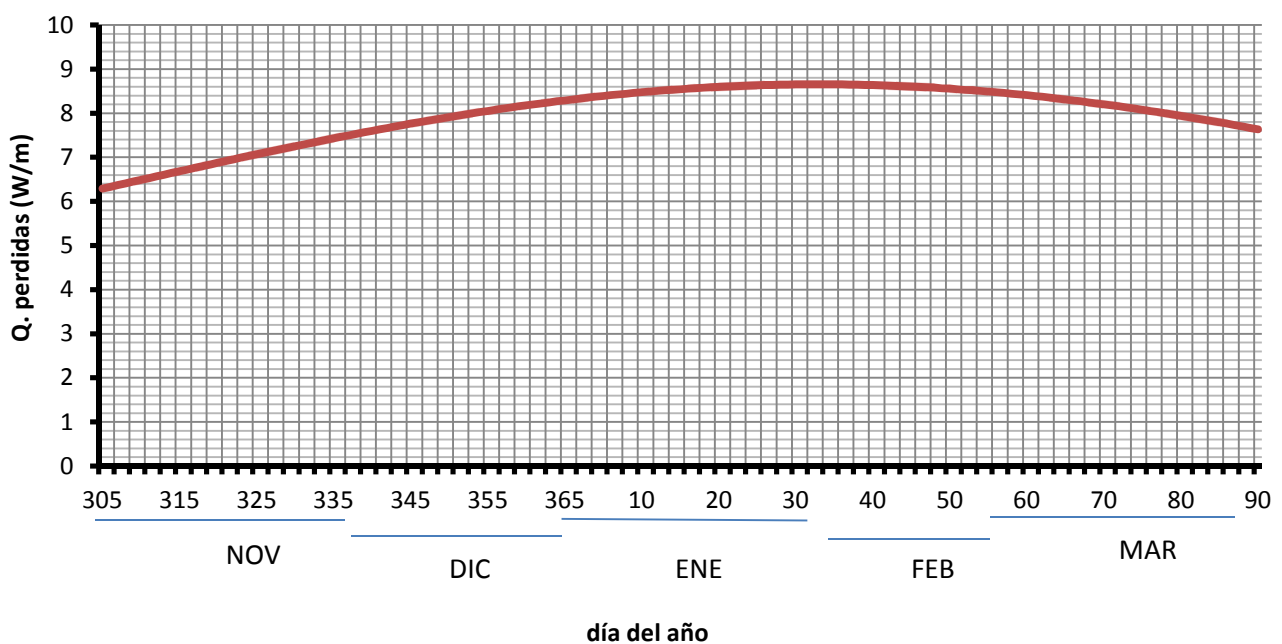


Tabla 5.7 Pérdidas de calor en por metro de tubo Thermo Single para el periodo de calefacción

Perdidas de energía anual en la tubería de distribución principal.

Integrando todas las potencias a lo largo de los meses de verano, obtenemos la energía anual que se pierde por las tuberías hacia el terreno.

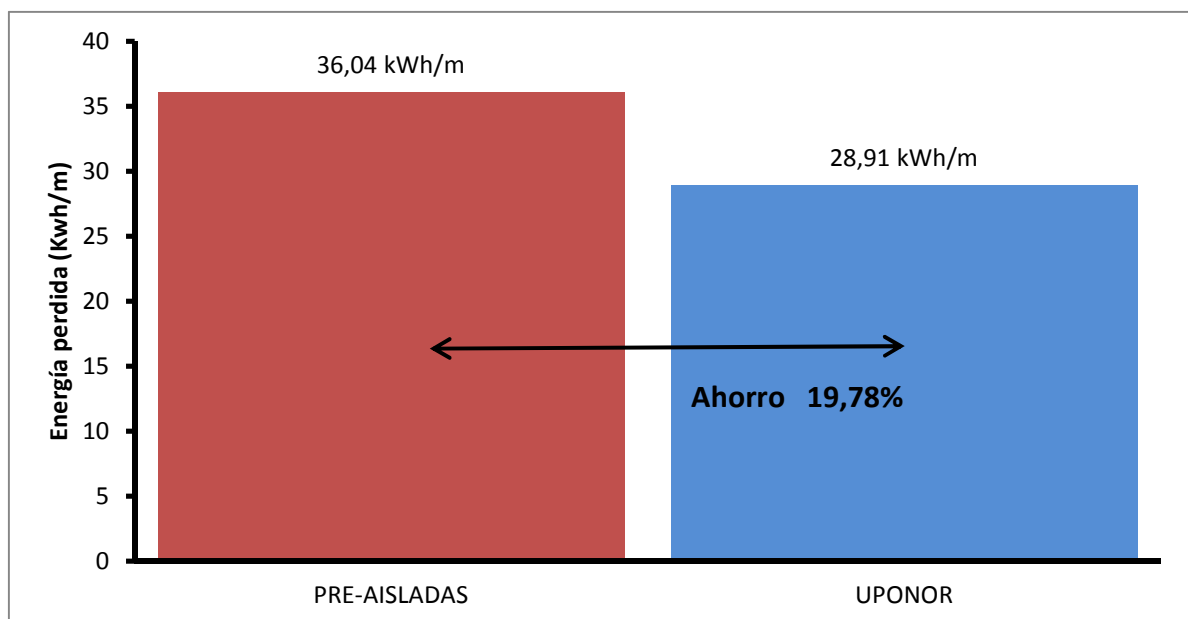
$$Energía = \int_{\text{días}} Potencia \, dt$$

Para la solución de distribución con tuberías pre-aisladas convencionales la integración de lo potencia resulta:

$$Energía_{\text{Tuberías conv.}} = 1.501,87 \, (W / m) \times dia = 36,04 \, (kWh / m)$$

Para la solución de distribución basada en tubos UPONOR THERMO SINGLE la integración resulta:

$$Energía_{\text{UPONOR.}} = 1.204,63 \, (W / m) \times dia = 28,91 \, (kWh / m)$$



Conclusiones del estudio energético.

Del estudio energético realizado podemos concluir que la utilizando los tubos UPONOR en la red principal de agua de calefacción de nuestro sistema DH, podemos llegar a conseguir un ahorro energético del 19,78% frente al uso de tuberías pre aisladas convencionales.

Por tanto, estableceremos que los circuitos de calefacción para cada una de las viviendas también se construirán con tubos UPONOR aunque su sección será inferior a la del tubo de distribución principal ya que dependerán del caudal de fluido.

Tubería del circuito de primario.

Como ya comentamos anteriormente, se instalará un tubo Thermal Twin en el circuito de primario. Dicho tubo irá desde el sistema de colectores solares hasta el intercambiador de carga del depósito donde cederá la energía térmica y de nuevo volverá al sistema de colectores.

El caudal que circula por este tubo será igual al caudal nominal de cada uno de los colectores solares multiplicado por el número total de colectores del sistema captador:

$$C_{UPONOR_{T,T}} = N_{col} \times C_{col} = 187 \times 110 = 20.240 \text{ l/h}$$

Para este caudal utilizaremos el tubo recomendado que es 2X63.

Uponor Thermo Twin



95 °C



6 bar



25–63 mm

Main application

- Heating water

Other applications

- Waste water
- Chemicals

Medium pipe

- PE-Xa with EVOH, SDR 11

Insulating material

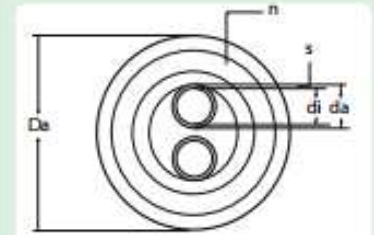
- PE-X foam

Material jacket pipe

- HDPE

Note:

Combined flow and return in one pipe system incl. dog bone to prevent confusion when the pipes are being connected.



Old Code	Order Code	Medium pipe da / di / s [mm]	n	Jacket pipe Da [mm]	Weight [kg/m]	Delivery lengths [m]	Bending radius [m]	Insulation thickness [mm]
500102	1018134	(2x) 25 / 20.4 / 2.3	3	175	2.09	200	0.5	43
500103	1018135	(2x) 32 / 26.2 / 2.9	3	175	2.16	150	0.6	38
500104	1018136	(2x) 40 / 32.6 / 3.7	2	175	2.50	100	0.8	28
500105	1018137	(2x) 50 / 40.8 / 4.6	3	200	3.59	100	1.0	32
500106	1018138	(2x) 63 / 51.4 / 5.8	2	200	4.49	100	1.2	18

Las pérdidas de calor dependerán del salto térmico. Siendo T_{HTF} la temperatura del fluido caloportador del circuito primario (Heat Transfer Fluid) tenemos:

$$\Delta T = T_{HTF} - T_{suelo}$$

La temperatura del fluido de transferencia de calor dependerá de la cantidad de calor absorbido por el sistema de captadores y por tanto del día.

Podemos calcular la temperatura media mensual del HTF durante las horas en las que el sistema de colectores esté funcionando y también la temperatura media mensual del suelo aplicando las relaciones descritas en el apartado anterior. Utilizando los datos de los catálogos, para el tubo Thermo Twin podemos proceder de manera similar al caso anterior y suponer que la dependencia entre pérdidas de calor y sato térmico es aproximadamente lineal, así tenemos la siguiente relación:

$$Q_{p,HTF} / L = 0,435 \times (\Delta T) - 1,3056$$

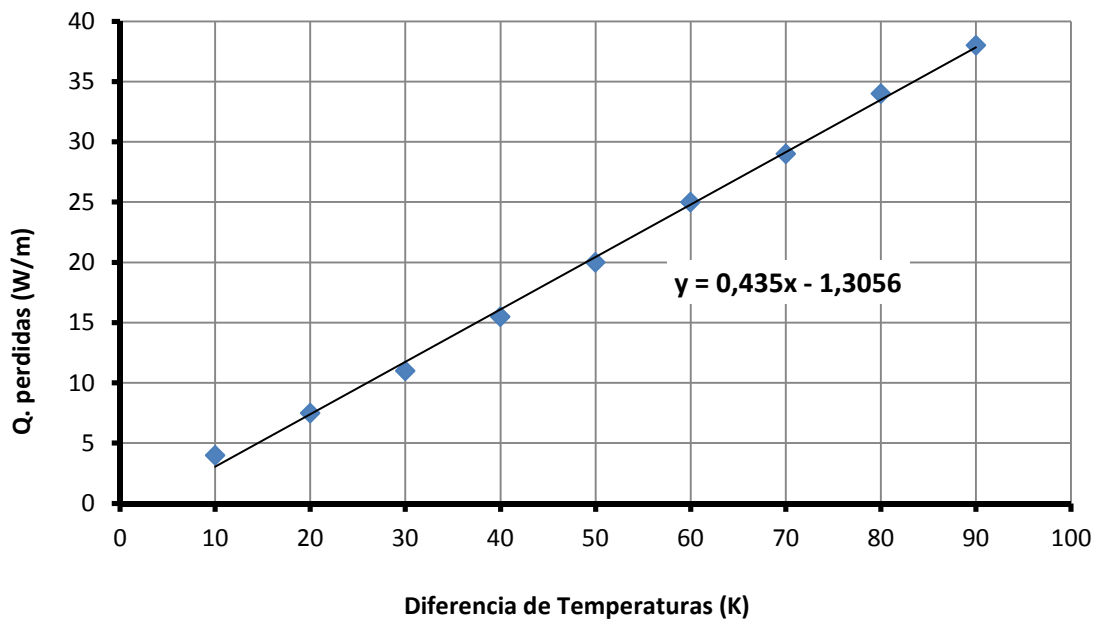


Tabla 5.8. Pérdidas de calor por unidad de longitud de tubo Thermo Twin en función del sato térmico

Los resultados de los cálculos de pérdida de calor se resumen en la siguiente tabla:

MES	Tm suelo (°C)	Tmedia HTF(°C)	ΔT (°C)	Q. perdidas (W/m)
Enero	8	51,2	43,2	17,49
Febrero	7,8	51,29	43,49	17,61
Marzo	11,2	51,72	40,52	16,32
Abril	12	51,83	39,83	16,02
Mayo	15	51,55	36,55	14,59
Junio	17,6	51,37	33,77	13,38
Julio	19	51,98	32,98	13,04
Agosto	21,8	52,04	30,24	11,85
Septiembre	18,8	51,18	32,38	12,78
Octubre	14	51,29	37,29	14,92
Noviembre	11,4	51,79	40,39	16,26
Diciembre	8,6	51,42	42,82	17,32

Integrando la potencia en durante las horas que el sistema está trabajando podemos obtener la energía térmica transferida hacia el terreno por unidad de longitud de tubo:

$$Energía = \int_{\text{horas Sol}} Potencia dt$$

MES	horas mensuales de trabajo (h)	Q. perdidas (W/m)	Energía pérdidas (kWh/m)
Enero	127,83	17,49	2,24
Febrero	172,34	17,61	3,04
Marzo	234,83	16,32	3,83
Abril	282,61	16,02	4,53
Mayo	313,17	14,59	4,57
Junio	315,86	13,38	4,23
Julio	347,5	13,04	4,53
Agosto	335,33	11,85	3,97
Septiembre	297,77	12,78	3,81
Octubre	248,16	14,92	3,70
Noviembre	177,73	16,26	2,89
Diciembre	134,33	17,32	2,33

Tabla 5.9. Energía perdida por unidad de longitud en el circuito primario

Como resultado se obtiene que las pérdidas finales de energía térmica por metro de tubería del circuito primario ascienden a:

$$Q_{p,HTF} = 43,66 \text{ kWh} / m$$

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

ESTUDIO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES.

Las instalaciones térmicas basadas en fuentes de energías renovables presentan numerosos beneficios medioambientales y de sostenibilidad: reducen la contaminación atmosférica mediante la reducción de las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, además tienen una repercusión nula o bastante escasa sobre el suelo, agua o vegetación. Por otro lado la utilización de energías renovables evita el agotamiento de recursos no renovables como el carbón y otras fuentes de energía convencionales. Uno de los aspectos medioambientales más importantes de los sistemas térmicos solares, como el que se plantea en este proyecto, es reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

El efecto invernadero es un fenómeno de contaminación ambiental causado por el aumento en la concentración de gases como el dióxido de carbono (CO₂) , los clorofluorcarbonados (CFC), el metano (CH₄) o el óxido de nitrógeno (N₂O) precedente de la combustión de recursos convencionales y del uso de refrigerantes para la distribución del calor en los punto de consumo. La emisión a la atmósfera de estos gases provoca que la radiación solar pase a través de ellos, pero atrapan y concentran la radiación infrarroja reflejada por la superficie del suelo, aumentando así la temperatura de la atmósfera y potenciando el llamado calentamiento global. EL CO₂, producto de la combustión de hidrocarburos causa alrededor del 30% del efecto.

La generación térmica de energía a partir de sistemas de captación solar contribuye a la reducción del uso de fuentes de energías convencionales y por tanto a la reducción de la contaminación ambiental. Un método de calcular el impacto positivo que tienen estos sistemas sobre el medioambiente es calcular las emisiones que se producirían en el supuesto que la demanda térmica que cubre el sistema solar fuese cubierta por otro sistema de generación térmica basado en una fuente convencional como por ejemplo Gas Natural cuyas características se recogen en la siguiente tabla:

Características principales del gas natural	
Densidad (kg/m ³)	660
PCI (kJ/kg)	39.900
PCS (kJ/kg)	44.000
Emisiones de CO ₂ (gr CO ₂ /kWh t)	204

Tabla 6.1. Propiedades del gas natural. Ref. [4]

En este proyecto se ha diseñado la instalación térmica solar de tal manera que cubra el 100% de la demanda de calefacción para las 25 viviendas de la urbanización, esto equivale a una demanda energética total de 370.000 kWh /año (1.332.000 MJ/año) en el año 2010 por tanto la cantidad de CO₂ que emitiría una instalación térmica idéntica basada en la combustión de Gas Natural viene dado por:

$$\text{Emisión}_{CO_2} = 0,204 \times 370.000 = 75.480 \text{ kg de } CO_2$$

Esta reducción de emisiones de unas 75,5 toneladas de CO₂ al año se considera la razón medioambiental más importante para la implantación de este tipo de sistema basado en energías renovables.

7. CONCLUSIONES Y PROYECTOS FUTUROS.

Tras la realización de este trabajo se han obtenido una serie de conclusiones relacionadas con los sistemas de calefacción DH en general y con el proyecto concreto que en este trabajo se desarrolla.

En cuanto a la calefacción por distrito, de manera general, podemos concluir que estos sistemas son una tecnología actual con presencia en diversos países europeos. Se trata de una solución rentable para satisfacer las necesidades de calefacción de varias viviendas que forman una urbanización, barrio o distrito.

La instalación de este tipo de sistemas en núcleos residenciales en proyecto de construcción, permiten el diseño paralelo de una red de calefacción DH nueva que potencie la integración de las energías renovables como fuente principal de generación térmica. Los sistemas DH centralizados también permiten la utilización eficiente de la energía térmica procedente del calor residual de procesos industriales y de la valorización energética de los residuos sólidos urbanos. También es especialmente interesante, la integración de redes de distrito en centrales de cogeneración.

La existencia de nuevos y grandes proyectos de calefacción DH en países europeos como Dinamarca o Alemania, incitan a plantear el desarrollo de estas instalaciones en España. El desarrollo de esta tecnología en España debe ir unida a de las energías renovables, especialmente la energía solar; pues las condiciones meteorológicas locales permiten absorber gran cantidad de radiación solar con un menor número de paneles solares que son necesarios instalar (en comparación con otros países).

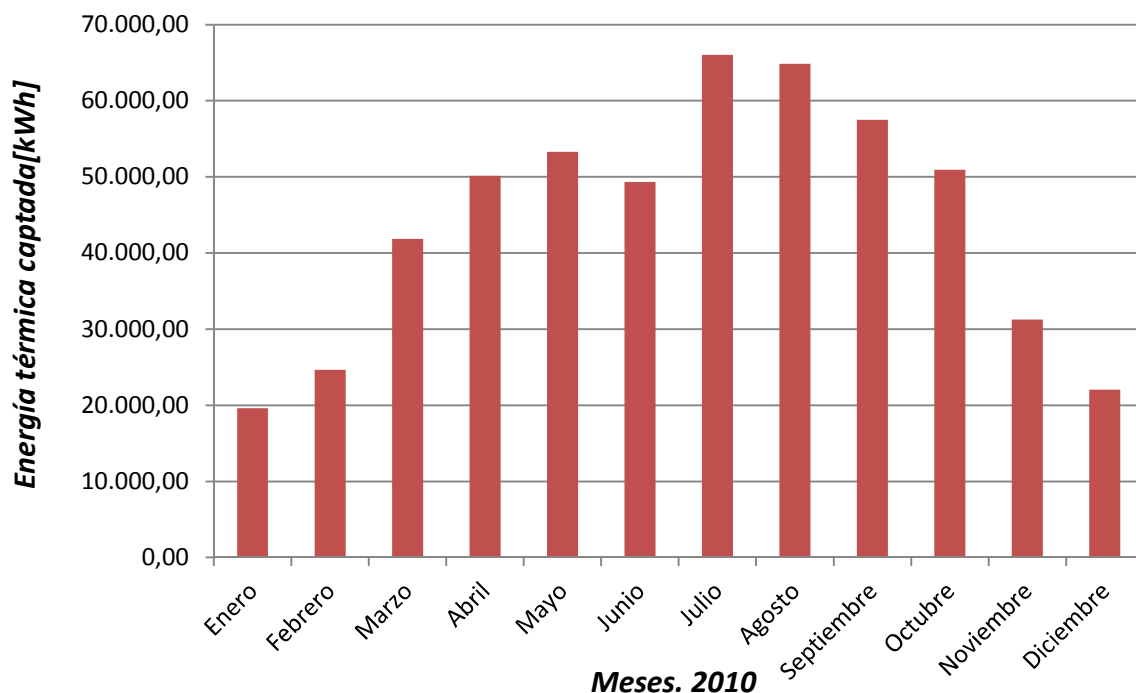
Debido a su clima, la demanda de calefacción en España es menor que en otros países europeos, lo que implica una reducción en el volumen, y por tanto en la inversión, de grandes tanques acumuladores de calor estacional.

En cuanto al proyecto concreto descrito en este trabajo, podemos concluir que:

La instalación de campos solares es una solución muy interesante para satisfacer las necesidades térmicas residenciales. Durante la fase del diseño de un nuevo proyecto de urbanización, es necesario contar con espacio disponible para la instalación de los colectores solares. La instalación de captadores sobre los tejados de cada una de las viviendas, supone un ahorro de superficie de suelo disponible, sin embargo, se pierde el concepto de centralización del sistema, el mantenimiento y reparación de los colectores se hace más difícil, y los equipos pueden verse expuestos a manipulación o mal funcionamiento debido a la intervención por parte del usuario final. Por este motivo, en el presente trabajo se ha optado por el diseño de un campo de colectores (huerto solar), independiente de las viviendas y cuyas características se resumen en el siguiente cuadro:

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN	
Tipo de colectores:	Colector plano de tubos.
Marca modelo de los colectores:	CAOTEC, Cao TLP
Número de colectores:	258
Superficie total de apertura:	469,04 m ²
Tipo de montaje:	Sobre el terreno.
Ángulo de inclinación:	40°C
Ángulo de orientación:	0°C (Hacia el Sur)
Fluido de trabajo:	Agua con etilenglico (33,3 % concentración)
Energía útil total:	(dependiendo del año) 531.582,10 kWh/año en 2010
Fraccion solar (para calefacción):	(dependiendo del año) prácticamente el 100% con acumuación estacional.

La cantidad de energía térmica absorbida por el sistema de captación, para cada uno de los meses se puede observar en la siguiente gráfica.



El tanque acumulador de calor estacional propuesto en este trabajo está basado el diseño de otros tanques de acumulación instalados en sistemas DH de ciudades europeas como Friedrichshafen en Alemania o Marstal en Dinamarca. La idea de enterrar el tanque tiene unos costes iniciales mucho mayores que las construcción de tanques sobre la superficie, sin embargo, el ahorro de espacio en el terreno y la considerable reducción de pérdidas de calor hacia el exterior hacen rentable esta configuración. El material de acumulación de calor que se propone en este trabajo es un material de cambio de fase que almacena energía en forma de calor latente. El diseño y comportamiento de grandes acumuladores basados en PCM no está tan desarrollado como aquellos acumuladores que utilizan el agua como material de almacenamiento de calor (calor sensible).

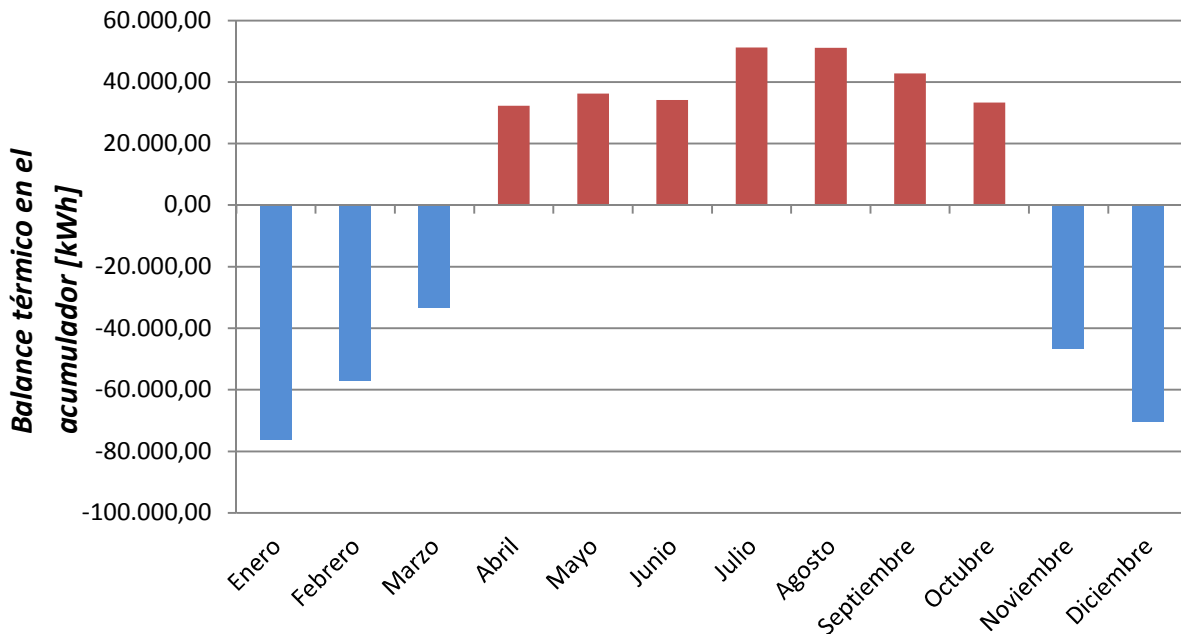
Los materiales de cambio de fase almacenan gran cantidad de calor en poco volumen, lo que conlleva varias ventajas: la reducción del volumen necesario para la construcción del acumulador, además la temperatura de almacenamiento, que coincide con la temperatura del cambio de fase (en nuestro caso, 48°C), permanece prácticamente constante durante todo el año, y esto permite un mejor control térmico del acumulador, reduce las pérdidas hacia el exterior y permite el diseño de todo el equipo para unas condiciones bastante estables.

Como desventaja de este sistema hay que destacar lo poco desarrollada que se encuentra la tecnología de intercambiadores de calor para materiales en cambio de fase (interfase) en comparación con los intercambiadores de calor entre dos fluidos.

El siguiente cuadro recoge las características principales del sistema de acumulación.

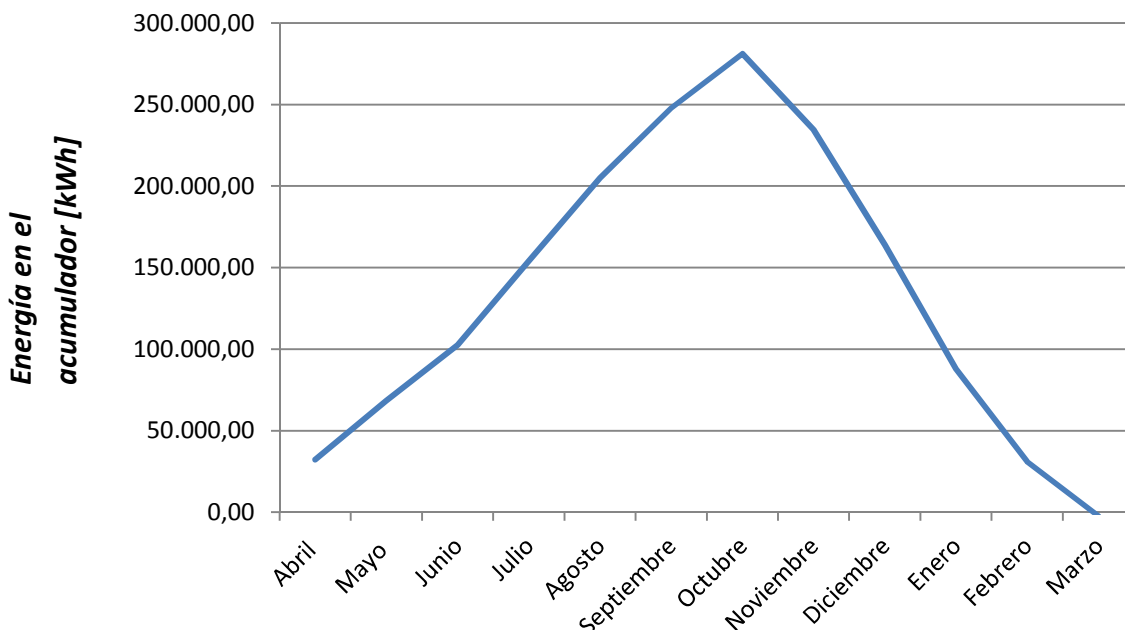
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN	
Definición:	Tanque cilíndrico de acunulación estacional de calor en forma de calor latente.
Material acumulador:	PCM (ClimSel C48)
Construcción:	Enterrado / semienterrado.
Dimensiones:	Radio: 20m Altura: 10m Volumen: 4.500m ³
Capacidad máxima de almacenamiento de calor disponible:	376.000 kWh
Pérdidas hacia el terreno	Depende del año. (160.000 kWh en 2010)
Temperatura de almacenamiento:	48°C
Aislamiento térmico:	Mantas de lana de roca Roxroth® (100mm de espesor)
Control de temperaturas:	Sí

En la gráfica siguiente se exponen los resultados del balance térmico del acumulador presentado en la página 96. Valores positivos (en rojo) corresponden con el periodo de carga, esto es: se acumula más energía que la necesaria para satisfacer la demanda térmica.



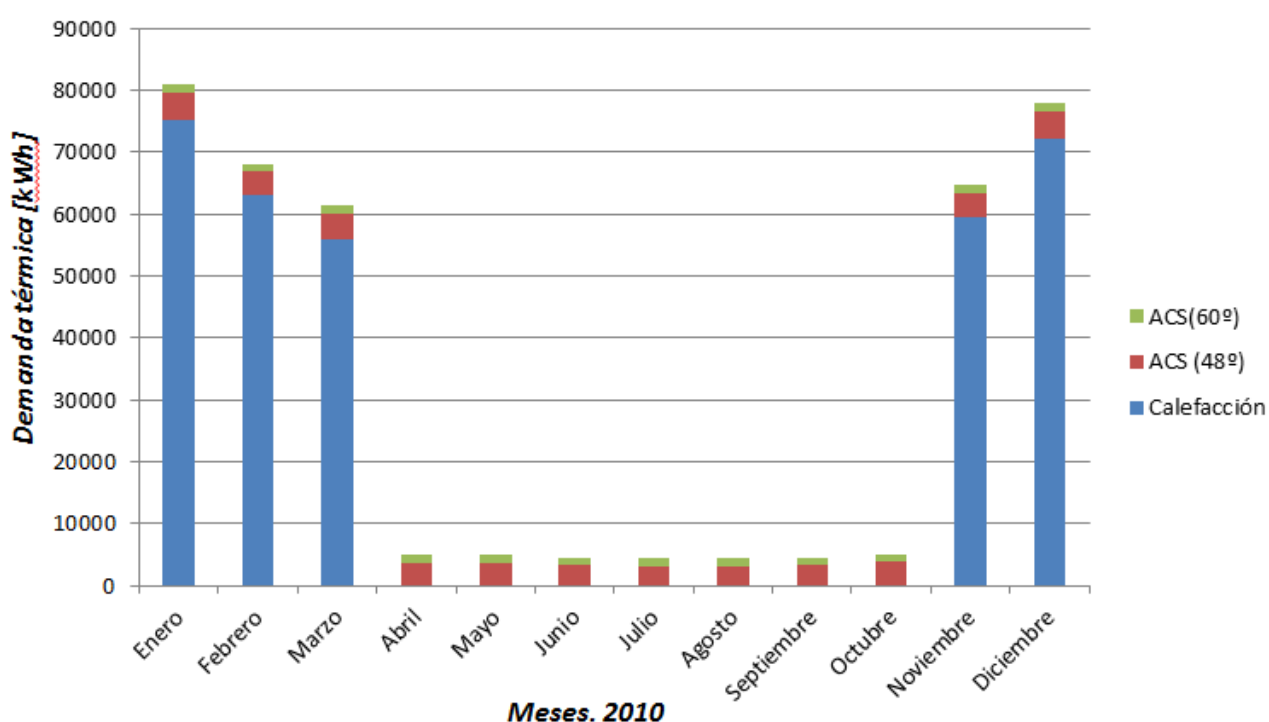
Meses. 2010

Como ya hemos comentado, el período de carga del acumulador comienza en Abril, el sistema va acumulado el calor excedente durante los siguientes meses hasta Octubre. En Noviembre comienza el período de descarga y transporte de energía a los consumidores, este período se prolonga hasta Marzo y el sistema va cede toda la energía acumulada. El proceso de carga y descarga durante un año queda representado en la siguiente figura.



Para el sistema de distribución de calor de la red de distrito se ha hecho uso de tuberías pre aisladas y flexibles de marca líder en el mercado. El uso de estos tubos implica una reducción considerable de pérdidas de calor hacia el terreno. El estudio realizado en este proyecto concluye que con este sistema podemos alcanzar un ahorro energético de casi un 20% en comparación con otras soluciones (tuberías de acero pre aisladas). Los consumos energéticos del distrito objeto de estudios, se han obtenido mediante una simulación utilizando datos reales para la ciudad Madrid. El resumen de las necesidades se muestra a continuación:

Demanda térmica para calefacción, de ACS hasta 48 °C (calor suministrado desde el tanque acumulador) y de ACS desde 48 a 60 °C (calor suministrado por el sistema de apoyo).



Bibliografía y referencias.

LIBROS:

- [1] CAÑADA RIBERA, Javier. Manual de energía solar térmica. Diseño y cálculo de instalaciones. Valencia: Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2008. 426 p. ISBN: 978-84-8363-337-3.
- [2] DUFFIE, JOHN, A, Solar engineering of thermal processes. 3rd Ed New Jersey: John Wiley & Sons, 2006. 908p. ISBN: 0471698679
- [3] IDAE. Guía técnica para el diseño y cálculo del aislamiento térmico en conducciones, aparatos y equipos. Madrid. 2007. ISBN 978-84-96680-08-1

PUBLICACIONES:

- [4] Guía Integra de Redes de Distrito de Calor y de Frío. ADHAC. Institut Català d'Energia. 2011
- [5] Manual de aislamiento térmico en la industria. Isover. 2008
- [6] Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE). Madrid 2007.
- [7] Código Técnico de Edificación. Documento Básico HE. 2006
- [8] Guía Técnica de Instalaciones Solares Térmicas. Gas Natural Soluciones. 2007
- [9] Manual Técnico de sistema de tubos preaislados para distribución de agua de calefacción, refrigeración, agua potable y agua caliente sanitaria. Uponor. Madrid, 2012
- [10] Mapa tecnológico: Calor y Frío Renovables. Observatorio tecnológico de la energía. IDAE. 2012

ARTÍCULOS CIENTÍFICOS.

- [11] Qi Qi et al. A simulation on a solar heat pump heating system with seasonal latent heat storage. Solar Energy 82. 2008 p. 669-675
- [12] T. Schmidt. Seasonal Thermal Energy Storage in Germany. ISES Solar World Congress. Goteborg. Sweden. 2003.
- [13] Oliver A. et al. Clasificación y selección de materiales de cambio de fase según características para su aplicación en sistemas de almacenamiento de energía térmica. Materiales de construcción. Vol 62, 305, 131-140, Madrid. 2012 . ISSN: 0465-2746.
- [14] Rabin Y. et al. Integrated solar collector storage system based on a salt-hydrate phase-change material. Solar energy. Vol 5.No.6 435-444. 1995.
- [15] T. Schmidt et al. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. Solar Energy Vol. 76. 2004. p 164-174

- [16] Pauh, D. System sizing of a new central solar heating plant with seasonal duct storage in Geneva.
- [17] Izquierdo M, Moreno-Rodriguez A. Air conditioning in the region of Madrid, Spain: An approach to electricity consumption, economics and CO₂ emissions. Energy 36. 2011 p.1630.1639.
- [18] Chung. Mo et al. Simulation of a central solar heating system with seasonal storage in Korea. Solar energy. Vol 64- 4,6. 1998. P 13-178.
- [19] Klaus E. et. al. Solar Heat Storage in district heating networks. Energinet. Project nº. 2006-2-6750. 2007.
- [20] Palacín Arizón F. et. al. Sistemas de calefacción de distrito con aporte solar y acumulación térmica estacional. VI Jornadas de Ingeniería Termodinámica, Córdoba, Junio 2009
- [21] Zalba. B. Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications. Applied Thermal Engineering Vol. 23. 2003 p. 251–283

NORMAS

- [22] AENOR: Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte : métodos de ensayo. UNE-EN 12975-2: AENOR, 2006
- [23] AENOR: Climatización. Condiciones climáticas para proyectos. UNE 100001: AENOR, 2001.

INTERNET

- [24] www.solarenergy.com (*Institut Für Solartechnik*)
- [25] www.climator.com
- [26] www.solarage.com
- [27] www.rockwool.com
- [28] www.sunmark.com
- [29] www.uponor.com
- [30] www.solar-district-heating.eu

OTRAS REFERENCIAS

[31] Apuntes de la asignatura Instalaciones de energía renovables. Departamento de ingeniería térmica y fluidos. Universidad Carlos III de Madrid. 2012

[32] Apuntes de la asignatura Instalaciones térmicas. Departamento de ingeniería térmica y de fluidos. Universidad Carlos III de Madrid. 2011.

[33] Apuntes de la asignatura Frío industrial y aire acondicionado. Universidad de Navarra. 2012